



Rafael Fonseca de Mesquita

**Análise de Sensibilidade na Modelagem 2D da
Contenção de Fraturas Hidráulicas**

Dissertação de Mestrado

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio.

Orientador: Prof. Ivan Fábio Mota de Menezes

Coorientador: Dr. Luis Carlos de Sousa Junior

Rio de Janeiro
outubro de 2021



Rafael Fonseca de Mesquita

**Análise de Sensibilidade na Modelagem 2D da
Contenção de Fraturas Hidráulicas**

Dissertação apresentada como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica da PUC-Rio. Aprovada pela Comissão Examinadora.

Prof. Ivan Fábio Mota de Menezes

Orientador

Departamento de Engenharia Mecânica – PUC-Rio

Dr. Luis Carlos de Sousa Junior

Coorientador

PETROBRAS - Petróleo Brasileiro S.A.

Prof. Luis Glauber Rodrigues

Departamento de Engenharia Química – UFC

Prof. Manoel Porfirio Cordão Neto

Departamento de Engenharia Civil e Ambiental – UnB

Todos os direitos reservados. A reprodução, total ou parcial, do trabalho é proibida sem autorização da universidade, do autor e do orientador.

Rafael Fonseca de Mesquita

O autor graduou-se em Engenharia Química pela Universidade Federal do Rio de Janeiro em 2010. Ingressou na Petrobras em 2012, como Engenheiro de Petróleo, e concluiu em 2013 a pós-graduação em engenharia de petróleo pela Universidade Petrobras.

Ficha Catalográfica

Mesquita, Rafael Fonseca de

Análise de Sensibilidade na Modelagem 2D da Contenção de Fraturas Hidráulicas / Rafael Fonseca de Mesquita ; orientadores: Ivan Fábio Mota de Menezes ; Luis Carlos de Sousa Junior. – 2021.

101 f. : il. color. ; 30 cm

Dissertação (mestrado) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Departamento de Engenharia Mecânica, 2021.

Inclui bibliografia

1. Engenharia Mecânica – Teses.
 2. Análise de Sensibilidade.
 3. Fraturamento Hidráulico.
 4. Contenção de Fraturas Hidráulicas.
 5. Injeção de Água.
 6. Petróleo.
- I. Menezes, Ivan Fábio Mota de. II. Sousa Junior, Luis Carlos de. III. Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro. Departamento de Engenharia Mecânica. IV. Título.

CDD: 621

À minha amada filha Beatriz,
por seu carinho, compreensão e amor.

Agradecimentos

Primeiramente meu agradecimento vai para Deus, que, nos momentos mais difíceis, me ajudou a vencer as batalhas contra mim mesmo, permitindo que eu tivesse perseverança, força de vontade e foco.

Agradeço a minha filha Beatriz, por sua parceria e ser meu estímulo diário nessa caminhada. Agradeço também à minha família que é meu alicerce e meu porto seguro, pela paciência, pelo apoio em todos os momentos e pela disponibilidade, graças a eles consegui conquistar tudo o que sou. A meus amigos que estiveram comigo neste processo e que mesmo indiretamente colaboraram.

Agradeço à Petrobras que me permitiu conduzir este projeto de vida. Aos que foram meus gestores durante todo o processo, me apoiando e me permitindo dedicação. Ao corpo técnico de excelência dessa empresa que, além de serem inspiração, me proporcionaram ricas discussões e grandes aprendizados, além do constante incentivo, do início ao fim.

Agradeço ao meu orientador Prof. Ivan Menezes, pela paciência e pelas orientações oportunas que auxiliaram na conclusão deste trabalho.

Meu especial agradecimento ao Luis Carlos de Sousa Junior, pela sua disponibilidade e generosidade em compartilhar seus grandes conhecimentos, por sua liderança e imenso apoio ao longo da dissertação, mas sobretudo pela sua paciência e inestimável confiança.

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior - Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001

Resumo

Mesquita, Rafael Fonseca de; Menezes, Ivan Fábio Mota de (Orientador); Sousa Junior, Luis Carlos de (Coorientador). **Análise de Sensibilidade na Modelagem 2D da Contenção de Fraturas Hidráulicas.** Rio de Janeiro, 2021. 101p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

Este trabalho faz uma análise da variação dos parâmetros que têm importância na propagação de fraturas hidráulicas e da influência desses parâmetros na contenção do fraturamento. Os experimentos numéricos foram feitos em um modelo 2D utilizando um simulador de elementos finitos com acoplamento sequencial hidrodinâmico, tendo como premissa o comportamento dos processos envolvidos em estado estacionário. Inicialmente foram feitos testes de validação das soluções numéricas empregadas neste trabalho a partir de casos cujas soluções são bem conhecidas. Então, efeitos de variações de poropressão, de estado de tensões, propriedades das rochas, intervalos de início da fratura hidráulica, efeitos térmicos e o dano à permeabilidade da formação permoporosa foram utilizados para avaliar a contenção da fratura hidráulica. Primeiramente os efeitos foram avaliados separadamente e, em seguida, foram combinados aos pares, por meio de sorteio, e então avaliados. Os estudos levaram à conclusão de que o fator de maior influência para o início da propagação da fratura hidráulica na rocha capeadora (primeiros metros) é o valor da tensão mínima de confinamento do reservatório e a continuidade da propagação vertical na rocha selante é dominada pelo contraste de tensões entre rochas reservatório e capeadora. Entretanto, os demais parâmetros exercem influência na contenção do fraturamento hidráulico e devem ser levados em consideração neste tipo de estudo, principalmente os que servirão de insumo para a tomada de decisões.

Palavras-chave

Análise de Sensibilidade; Fraturamento Hidráulico; Contenção de Fraturas Hidráulicas; Injeção de Água; Petróleo.

Abstract

Mesquita, Rafael Fonseca de; Menezes, Ivan Fábio Mota de (Advisor); Sousa Junior, Luis Carlos de (Co-Advisor). **Sensitivity analysis in 2D modeling of hydraulic fracture containment.** Rio de Janeiro, 2021. 101p. Dissertação de Mestrado – Departamento de Engenharia Mecânica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro.

This master thesis analyzes the parameter's variation on the hydraulic fracture's propagation importance and the influence of these parameters on fracture containment. The numerical experiments were performed in a 2D model using a finite element simulator with sequential hydrodynamic coupling, having the stationary behavior of the processes involved as premise. Validation tests were initially performed for the numerical solutions used in this thesis from cases which solutions are well known. Then, effects of pore pressure variations, stress state, rock properties, hydraulic fracture opening intervals, thermal effects, and damage to the permoporous formation were used to evaluate the hydraulic fracture containment. At first, the effects were evaluated separately, then sorted for pair combinations, so they could be analyzed. These analyzes led to the conclusion that the most influential factor for the hydraulic fracture initial propagation in the cap rock (first meters) is the reservoir's minimum confinement stress value, and the vertical propagation continuity in the sealing rock is dominated by the stress contrast between reservoir and cap rocks. However, other parameters influence the hydraulic fracturing containment and should be considered for this type of study, especially those that will serve as input for decision-making.

Keywords

Sensitivity analysis; Hydraulic Fracture; Hydraulic Fracture Containment; Water Injection; Petroleum.

Sumário

1. Introdução	18
1.1. Motivação e Objetivos	19
1.2. Contribuição	19
1.3. Organização da Dissertação	20
2. Revisão Bibliográfica	21
2.1. Injeção de Água em Reservatório de Petróleo	21
2.1.1. Injeção de Água como Método de Recuperação de Petróleo	22
2.1.2. Dano à Permeabilidade da Formação	23
2.1.3. Tensões <i>in situ</i> e os Efeitos Geomecânicos na Injeção com Propagação de Fratura	24
2.1.3.1. Reativação de Falhas Geológicas	25
2.1.3.2. Indução de Fraturas Hidráulicas	26
2.2. Mecânica do Fraturamento Hidráulico	29
2.2.1. Modos de Fraturamento	29
2.2.2. Modelos de Fraturamento Hidráulico	30
2.3. Propagação Vertical da Fratura	32
3. Fundamentos Teóricos	34
3.1. Escoamento	34
3.1.1. Balanço de Materiais	34
3.1.2. Lei de Darcy	35
3.1.3. Escoamento nas Fraturas	35
3.1.4. Escoamento no Reservatório	37
3.2. Equilíbrio Estrutural	39
3.2.1. Balanço de Momento	39
3.2.2. Estado de Tensões	39
3.2.3. Tensão-Deformação Elástica	41

3.2.4. Deformação-Deslocamento	42
3.2.5. Tensões Térmicas	42
3.3. Estado de Tensões <i>in situ</i>	43
3.4. Critério de Propagação da Fratura	44
3.4.1. Fator de Intensidade de Tensões (K_I)	44
3.4.2. Energia Desprendida de Griffith Crítica (G_{Ic})	45
3.4.3. Integral-J	47
3.4.4. Propagação de uma Fratura Hidráulica em um Meio Homogêneo	48
3.5. Propagação de Fratura em Meios Estratificados	49
3.6. Modelo Numérico	52
 4. Resultados e Discussões	 55
4.1. Validação do Modelo Numérico	55
4.1.1. Caso de Escoamento em Meio Poroso	55
4.1.2. Caso Poroelástico	56
4.1.3. Caso de Propagação de Fratura	58
4.2. Estudo de Caso	62
4.2.1. Análise de Sensibilidade e Parâmetros Envoltos	67
4.2.1.1. Pressão de Poros (p_p)	68
4.2.1.2. Tensões na Capeadora	69
4.2.1.3. Efeitos Térmicos	71
4.2.1.4. Propriedades Elásticas	75
4.2.1.5. Energia Livre de Griffith Crítica (G_{Ic})	77
4.2.1.6. Dano à Permeabilidade da Formação	78
4.2.1.7. Distância do Início da Fratura ao Topo do Reservatório	82
4.2.2. Variáveis de Maior Influência na Contenção da Fratura	85
4.2.3. Análise dos Principais Parâmetros em Conjunto	89
 5. Conclusões e Recomendações	 93
5.1. Conclusões	93
5.2. Sugestões para Desenvolvimentos Futuros	95
 6. Referências bibliográficas	 96

Lista de Figuras

Figura 2.1 – Direção de propagação de uma fratura em relação à direção do estado de tensões (modificado de FJAER <i>et al.</i> , 2008).	27
Figura 2.2 – Modo de propagação de fratura (modificado de Broek, 1982).	30
Figura 3.1 – Fratura hidráulica 3D (modificado de Yew e Weng, 2015).	36
Figura 3.2 – Representação do fluxo linear com formação de dano.	38
Figura 3.3 – Componentes do tensor de tensão aplicado sobre um volume infinitesimal.	40
Figura 3.4 – Tensões na ponta da fratura (modificado de Broek, 1982).	45
Figura 3.5 – Placa plana infinita fraturada com extremidades fixas (modificado de Broek 1982).	46
Figura 3.6 – Caminho arbitrário em que a Integral-J é calculada (modificado de Rice, 1968).	47
Figura 3.7 – Representação esquemática da tensão in-situ agindo em subsuperfície (modificado de Simonson <i>et al.</i> , 1978).	49
Figura 3.8 – Fratura hidráulica em um sistema de três camadas (modificado de Eekelen, 1982).	50
Figura 3.9 – Gráfico do avanço da fratura na rocha capeadora dependente do diferencial de pressão necessário para a fratura penetrar na capeadora para diferentes contrastes de tensão.	51
Figura 3.10 – <i>Workflow</i> do processo de iteração na propagação da fratura hidráulica.	54
Figura 4.1 – Pressão de entrada no meio poroso para os comprimentos 100, 300 e 500 metros	56
Figura 4.2 – Variações de tensões efetivas e deslocamentos com aumentos de poropressão.	58

Figura 4.3 – Esquema do modelo contendo três camadas com contraste de tensão entre elas.	59
Figura 4.4 – Propagação vertical e deslocamento horizontal (escala de cores) de uma fratura em modelo de três camadas.	60
Figura 4.5 – Comparativo das alturas de fratura dos modelos analíticos e numéricos.	61
Figura 4.6 – Perfis de propriedades do modelo base.	63
Figura 4.7 – Esquema hidromecânico do modelo e condições de contorno hidráulica e mecânica.	64
Figura 4.8 – Tensão horizontal mínima inicial no modelo <i>Layer-cake</i> .	64
Figura 4.9 – Poropressão (a) e tensão (b) do modelo base do estado inicial ($p_p=30.000$ kPa) e para pressão na fratura de 37.360 kPa, 38.610 kPa e 39.130 kPa.	65
Figura 4.10 – Avanço da fratura na rocha capeadora nas condições e propriedades do caso base.	66
Figura 4.11 – Comparativo entre perfis de tensões iniciais e pressão na fratura necessária para sua propagação.	67
Figura 4.12 – Influência da poropressão (p_p) do reservatório devido à depleção e sobre pressurização no avanço da fratura.	68
Figura 4.13 – Influência do contraste de tensões a) na pressão de propagação e b) na taxa de propagação.	70
Figura 4.14 – Influência do resfriamento no estado de tensões.	72
Figura 4.15 – Influência da temperatura de injeção no avanço da fratura.	73
Figura 4.16 – Influência do coeficiente de expansão térmica (β_T) no avanço da fratura.	73
Figura 4.17 – Perfil de resfriamento das rochas (a) e a influência do tempo de resfriamento da capeadora no estado de tensões (b) e no avanço da fratura (c).	74
Figura 4.18 – Perfis de Módulo de Young (E) e a influência do parâmetro elástico no avanço da fratura.	75
Figura 4.19 – Perfis de Coeficiente de Poisson (ν) e a influência do parâmetro elástico no avanço da fratura.	76

Figura 4.20 – Influência do parâmetro elástico em conjunto no avanço da fratura: (a) casos com 80% do E e 90% do ν e 120% do E e 110% do ν ;	77
(b) casos com 80% do E e 110% do ν e 120% do E e 90% do ν ; (c) casos com 104% do E e 110% do ν .	
Figura 4.21 – Influência do G_{lc} na contenção da fratura.	78
Figura 4.22 – Permeabilidades da formação e da região de dano do modelo em que a permeabilidade do dano é 5% da original com profundidade horizontal de 10 metros.	79
Figura 4.23 – Influência do dano à formação no avanço da fratura: (a) permeabilidade do dano nula; (b) permeabilidade do dano 5% da original; (c) profundidade do dano de 1 metro; e (d) profundidade do dano de 10 metros.	80
Figura 4.24 – Modelos com 1 e 5 metros de profundidade de zona danificada no estágio de pressurização da fratura de 35.080 kPa, comparando as poropressões (a) e (b) e as tensão mínimas totais (c) e (d).	82
Figura 4.25 – Localização das sementes de fratura dos diferentes casos (a) no modelo contendo a permeabilidade horizontal e (b) no perfil de tensão horizontal mínima e (c) o avanço da fratura no reservatório e na rocha capeadora.	83
Figura 4.26 – Localização das sementes de fratura e injeção localizadas dos diferentes casos (a) no modelo contendo a permeabilidade horizontal e (b) no perfil de tensão horizontal mínima e (c) o avanço da fratura no reservatório e na rocha capeadora.	84
Figura 4.27 – Diagrama comparativo da influência da variação de propriedades na contenção da fratura em função da pressão interna da fratura.	86
Figura 4.28 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelas pressões na fratura em que a fratura hidráulica alcança a rocha capeadora.	87
Figura 4.29 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelas pressões na fratura em que a fratura hidráulica avança 150 metros na rocha capeadora.	88

Figura 4.30 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelo intervalo de pressão entre o início da propagação da fratura na rocha capeadora até ela atingir os 150 metros.	89
Figura 4.31 – Histograma da análise da contenção da fratura hidráulica dos casos estudados.	91

Lista de Tabelas

Tabela 4.1 – Propriedades e dimensões utilizadas na validação do modelo numérico.	57
Tabela 4.2 – Dados do modelo utilizado para a validação de propagação de fratura.	59
Tabela 4.3 – Propriedades do modelo base.	62
Tabela 4.4 – Pressão da fratura necessária para que ela alcance a rocha capeadora e 150 metros da capeadora acima do topo do reservatório.	86
Tabela 4.5 – Casos sorteados com tendência de diminuir os efeitos na contenção da fratura.	90
Tabela 4.6 – Casos sorteados com tendência de potencializar os efeitos na contenção da fratura.	90

Nomenclatura

α	Coeficiente de Biot-Willis
A	Área (m^2)
B	Fator de volume de formação da água ($m^3/m^3\text{std}$)
b	Vetor de força de corpo (N/m^3)
B	Matriz de relação deslocamento-deformação do elemento finito
D	Matriz de relação tensão-deformação elástica
ds	Discretização de Γ
E	Módulo de elasticidade (Pa)
g	Vetor de força gravitacional (m/s^2)
G	Módulo de cisalhamento (Pa)
G_I	Taxa de energia total liberada na propagação da fratura em Modo I (J/m^2)
G_{Ic}	Taxa de energia total crítica liberada na propagação da fratura em Modo I (J/m^2)
h	Altura (m)
H	Altura vertical da fratura (m)
h^w	Altura da lâmina d'água (m)
\hat{i}	Vetor unitário
J	Integral-J (J/m^2)
k	Permeabilidade (m^2)
K_I	Fator de intensidade de tensão ($Pa.m^{1/2}$)
K_{Ic}	Fator crítico de intensidade de tensão ($Pa.m^{1/2}$)
\bar{k}^w	Permeabilidade efetiva à água média (m^2)
k^w	Permeabilidade efetiva à água (m^2)
k^w_s	Permeabilidade efetiva à água na zona de dano (m^2)
L	Comprimento (m)
L_f	Metade do comprimento da asa da fratura (m)
L_s	Profundidade do dano à formação na interface do reservatório (m)
m	Tensor diagonal
μ	Viscosidade da água (Pa.s)

\mathbf{N}	Matrizes de funções de forma do elemento finito
p	Pressão (Pa)
p_e	Pressão estática (Pa)
$p_{f,H}$	Pressão de penetração da fratura na camada de maior tensão (Pa)
p_{foc}	Pressão de abertura/fechamento da fratura (Pa)
p_{fp}	Pressão de propagação da fratura (Pa)
p_p	Poropressão (Pa)
p_{wf}	Pressão de fundo na interface com o reservatório (Pa)
q	Vazão de uma fonte ou sumidouro de fluido (m^3/d)
q_{inj}	Vazão de injeção em condições padrão (m^3/d)
r	Distância à ponta da fratura (m)
S	Saturação do fluido no meio poroso
T	Temperatura ($^\circ\text{C}$)
t	tempo (s)
T_0	Temperatura inicial ($^\circ\text{C}$)
T_{ij}	Tração perpendicular a Γ
T_r	Temperatura da interface do reservatório e a capeadora ($^\circ\text{C}$)
\mathbf{u}	Vetor de deslocamento (m)
V	Volume (m^3)
V_b	Volume total de rocha (m^3)
w	Abertura da fratura (m)
W	Energia ou trabalho por unidade de volume (J/m^3)
β_T	Coeficiente de expansão térmica linear ($1/^\circ\text{C}$)
Γ	Contorno
δ_{ij}	Delta de Kronecker
$\boldsymbol{\varepsilon}$	Tensor de deformação
ε_t	Deformação prescrita
ε_v	Deformação vertical
ε_{vol}	Deformação volumétrica
η	Parâmetro poroelástico
η	Difusividade térmica ($\text{W}/\text{m.}^\circ\text{C}$)
μ	Viscosidade do fluido (Pa.s)
\mathbf{v}	Vetor de velocidade (m/s)
ν	Coeficiente de Poisson
\mathbf{v}_s	Vetor de velocidade do fluido na fratura na direção do escoamento (m/s)

ρ	Massa específica (kg/m^3)
ρ^w	Massa específica da água (kg/m^3)
σ	Tensor de tensões (Pa)
σ'	Tensor de tensões efetivas (Pa)
σ_c	Tensor de tensões de tração na ponta da fratura (Pa)
σ_H	Tensão horizontal máxima (Pa)
σ_h	Tensão horizontal mínima (Pa)
σ'_H	Tensão horizontal máxima efetiva (Pa)
σ'_h	Tensão horizontal mínima efetiva (Pa)
σ_j	Componente angular da tensão na ponta da fratura (Pa)
σ_v	Tensão vertical (Pa)
τ	Tração (N/m^2)
ϕ	Porosidade

1.

Introdução

A injeção de água nos reservatórios de petróleo é amplamente utilizada como método de recuperação secundária e manutenção de pressão dessas jazidas. Em alguns casos a injeção é dificultada pelas características permoporosas das rochas reservatório ou pelo dano causado pela injeção de água contendo materiais particulados e orgânicos. Em outros casos existe a necessidade de aumentar a injeção de água, seja para equilibrar o balanço de massa do reservatório ou para descarte de água produzida, já que os requisitos ambientais para o descarte de água de produção tornam-se cada vez mais restritivos (BRASIL, 2018).

Com o propósito de contornar essas dificuldades, um método empregado pela indústria de extração de petróleo é a injeção de água com propagação de fratura. Essa técnica é muito utilizada por companhias que exploram os reservatórios do Mar do Norte e do Golfo do México.

O fraturamento das rochas reservatório aumenta a área de contato entre os fluidos presentes nos poços injetores e a rocha reservatório, melhorando assim a injetividade dos poços. Em caso de poços com zonas de dano severo, a fratura pode ultrapassar essas zonas, restaurando assim a injetividade do poço injetor. Essa estimulação mecânica tem o potencial de gerar economia, principalmente pelo fato de que as operações de estimulação ácida podem demandar a utilização de navios sonda dedicados.

Contudo, o descontrole da propagação da fratura hidráulica pode acarretar diminuição do fator de recuperação do óleo contido no reservatório, já que pode provocar a ligação direta entre poço injetor e produtor. Uma preocupação também é uma possível interligação entre zonas produtoras. Isso ocorre quando se injeta água a altas pressões de forma que a propagação da fratura vai além dos limites da zona que se objetiva fraturar, gerando o que é conhecido como OOZI (*Out of Zone Injection*), o que resultaria em ineficiência da injeção por desviar a água injetada para formações indesejadas (HAUGEN *et al.*, 2015).

O entendimento do comportamento da fratura hidráulica formada pela injeção de água em campos de petróleo é de suma importância para a prospecção de novos projetos e melhoria dos projetos já implantados pelas companhias de óleo e gás.

1.1.

Motivação e Objetivos

A fim de mitigar as chances de migração da fratura gerada pela injeção de água com altas pressões nos poços para regiões indevidas, o comportamento das fraturas precisa ser bem entendido.

Diversos fatores influenciam a propagação da fratura, o que torna a previsão do seu comportamento um problema complexo. Propriedades das rochas e dos fluidos, efeitos da mudança de pressão e temperatura e seus efeitos no estado de tensões, são alguns dos fatores que podem determinar o comportamento da fratura induzida pela injeção de água.

A proposição deste trabalho é analisar a influência de cada propriedade e do estado de tensões na contenção da fratura, além de fazer uma análise de sensibilidade com as principais propriedades que influenciam a propagação das fraturas hidráulicas.

Espera-se com isso entender o comportamento da propagação da fratura sob a influência das variações de propriedades e, ao final dos estudos, ter condições de indicar a pressão de injeção máxima de modo que a fratura hidráulica gerada pela injeção de água fique contida na formação de interesse, mesmo havendo incertezas nos parâmetros de modelagem.

Para tanto, foram feitos experimentos numéricos a partir de um modelo 2D utilizando um simulador de elementos finitos com acoplamento sequencial hidromecânico desenvolvido por Sousa Junior (2018).

1.2.

Contribuição

A principal contribuição deste trabalho foi entender a influência que cada variável aqui estudada tem sobre a contenção da fratura, explorando os efeitos provocados pela mudança em seus valores. A amplitude de variáveis empregadas neste estudo e a variabilidade de seus valores permitiu ter uma visão abrangente do comportamento da propagação vertical da fratura hidráulica.

A partir deste trabalho, foi possível verificar ainda que existem algumas variáveis mais sensíveis para a contenção da fratura, principalmente aquelas que afetam o estado de tensões do reservatório e das rochas selantes que o circundam. Os efeitos negativos para a contenção podem ser tão críticos quanto a pressão de propagação ser baixa como a pressão inicial do sistema.

1.3.

Organização da Dissertação

O presente trabalho é composto por cinco capítulos. O primeiro capítulo apresenta a introdução desta dissertação, contextualizando o assunto desenvolvido ao longo deste texto além de expor a motivação, objetivos pretendidos e as principais contribuições.

O segundo capítulo apresenta uma breve revisão bibliográfica de alguns dos autores que estudaram assuntos que foram utilizados ao longo dos estudos aqui apresentados, tais como injeção de água como método de recuperação, dano à permeabilidade da formação, alguns efeitos geomecânicos provocados pela injeção de água e Mecânica da Fratura Hidráulica.

O Capítulo 3 apresenta a fundamentação teórica, descrevendo conceitos de escoamento de fluidos, tanto em meios porosos como em fraturas, conceitos de equilíbrio estrutural para então apresentar os principais fundamentos da propagação de fratura e o critério utilizado nos estudos desta dissertação. Por fim será apresentado brevemente os aspectos computacionais.

No Capítulo 4 são apresentadas validações das soluções numéricas empregadas neste trabalho a partir de casos cujas soluções são bem conhecidas. Será exposto também os resultados e discussões do estudo de caso em que foi avaliada, a partir de um caso base, a atuação das diferentes propriedades do modelo na contenção da fratura, individualmente e combinadas.

Por fim, no último capítulo são apresentadas as principais conclusões dos estudos e serão indicadas sugestões para o desenvolvimento de trabalhos futuros.

2.

Revisão Bibliográfica

O objetivo deste capítulo é passar pelos principais autores que estudaram assuntos que de alguma forma foram utilizados neste trabalho. De maneira alguma pretende-se esgotar os assuntos aqui abordados e sim introduzir os conceitos importantes para melhor aproveitar o restante deste texto.

2.1.

Injeção de Água em Reservatório de Petróleo

A injeção de água nos reservatórios é fundamental para antecipar o óleo explotável ou aumentar o fator de recuperação das jazidas de petróleo. A injeção de água é utilizada como método de recuperação de petróleo, deslocando o óleo para o poço produtor, aumentando assim o volume de petróleo produzido. Em muitos casos a água a ser injetada é a própria água produzida do reservatório que passa por tratamento antes de voltar para o reservatório. De acordo com Paiva *et al.*(2007), essa água injetada, dependendo da quantidade de sólidos e hidrocarbonetos presentes, pode causar malefícios ao reservatório, como por exemplo, danificar o reservatório no entorno do poço injetor. Antes de ser injetada a água passa por tratamento visando a retirada de parte dos sólidos e matéria orgânica. Além do dano à formação, a injeção de água pode causar outros efeitos estruturais nos reservatórios.

Sabendo que a magnitude das tensões depende da profundidade, processos geológicos e da pressão interna dos poros das rochas, é natural supor que uma consequência da injeção de água é a alteração do estado de tensões do reservatório, podendo gerar efeitos colaterais como a reativação de uma falha geológica ou até mesmo formar uma fratura (ZOBACK, 2007).

Outro aspecto relacionado com a injeção de água é o fraturamento das rochas em subsuperfície. A formação de fratura pela operação de injeção de água pode ser ou não proposital.

Nesta seção serão abordados os alvos da injeção de água em reservatório de petróleo além de expor algumas consequências inerentes a esta injeção.

2.1.1.

Injeção de Água como Método de Recuperação de Petróleo

Os métodos de recuperação de petróleo são os responsáveis pela produção do óleo existente nas rochas reservatório em subsuperfície. Esses métodos podem ser classificados como: recuperação primária, onde o petróleo é drenado para o poço perfurado por meio da energia natural do reservatório (contração dos poros existentes nas rochas, expansão dos fluidos contidos nesses poros e influxo de água e/ou gás existente em grande quantidade no reservatório); recuperação secundária, em que se utiliza da injeção de fluidos imiscíveis visando aumentar a eficiência da recuperação, seja mantendo a energia do reservatório (pressão), ou impedindo a depleção dele, ou seja empurrando o óleo existente no reservatório em direção ao poço produtor (ROSA *et al.*, 2006); os métodos especiais de recuperação ou recuperação melhorada (EOR – *Enhanced Oil Recovery*), são uma alternativa aos métodos de recuperação primária e secundária e podem ser categorizados em térmico, químico, microbial e injeção de gás miscível e atuam na redução da tensão superficial, no aumento da permeabilidade relativa ou alteração da molhabilidade da rocha (GREEN e WILLHITE, 1998).

Dos métodos que não se utilizam da energia natural do reservatório para a recuperação do petróleo, o mais empregado na indústria do petróleo é a injeção de água. Isso se deve ao fato de ser a água abundante e de fácil acesso, fácil de ser injetada e ter grande capacidade de deslocar o óleo no reservatório (CRAIG, 1971) (ROSA *et al.*, 2006).

A facilidade com que a água entra na formação porosa é medida pela injetividade do poço que é o potencial que uma formação permoporosa em contato com o poço tem em receber os fluidos injetados. A injetividade de um poço é influenciada não somente pelas propriedades do fluido e pela permeabilidade efetiva da rocha ao fluido (ROSA *et al.*, 2006) mas também pelo fraturamento hidráulico das rochas em contato com o poço.

2.1.2.

Dano à Permeabilidade da Formação

A água injetada no reservatório, muitas vezes contendo materiais orgânicos e particulados, causa uma queda na permeabilidade da rocha no entorno do poço, o que aumenta a resistência ao escoamento no meio poroso e diminui a eficiência da injeção (BEDRIKOVETSKY e MARCHESIN, 2001). Sharma *et al.* (2000) afirmam que devido ao impacto econômico, a perda de injetividade é um dos problemas mais críticos na indústria do petróleo. A injeção de água produzida dos próprios reservatórios pode agravar ainda mais esse dano nas formações, já que em muitos casos o tratamento desta água nas unidades produtoras é deficiente e, portanto, uma quantidade de materiais orgânicos e particulados é direcionada para os poços injetores.

Paiva *et al.* (2007) estudaram o declínio da injetividade baseado em dados de campo de poços injetores de água produzida (*produced water re-injection* – PWRI), corroborando que a drástica perda de injetividade pode ser catastrófica para projetos *onshore* e *offshore*.

O reboco formado na interface do poço e o material filtrado na formação são os principais causadores da queda de injetividade. Como o dano à formação que causa a perda de injetividade é concentrado nas proximidades do poço, ele é comumente conhecido como película ou *skin* (S) (VAN EVERDINGEN, 1953) e (HURST, 1953).

A combinação de diversos parâmetros pode causar o dano, como o tamanho e a concentração das partículas presentes no fluido injetado, o tamanho da garganta de poros e a velocidade do fluido no reservatório (PANG e SHARMA, 1997). Os autores indicam que o parâmetro mais importante no processo de filtração pela rocha reservatório é a razão entre tamanho das partículas e o tamanho do poro e que valores altos dessa relação resulta em dano mais acelerado e concentrado nas regiões mais próximas ao poço.

Pang e Sharma (1997) citam ainda diversos trabalhos que foram conduzidos visando formulações de perda de injetividade. Como não encontraram trabalhos que considerasse adequadamente a infiltração das partículas no interior do reservatório e o acúmulo de filtrado externo à superfície da rocha, propuseram um modelo de perda de injetividade que levou em consideração essas premissas.

2.1.3.

Tensões *in situ* e os Efeitos Geomecânicos na Injeção com Propagação de Fratura

A superfície da Terra está em contato com um fluido (ar ou água) que não pode suportar as tensões de cisalhamento e, portanto, é um plano de tensão principal. De acordo com Zoback (2007), em geral, uma das tensões principais é normal à superfície da terra com as outras duas tensões principais atuando em um plano aproximadamente horizontal. De acordo com Fjaer *et al.* (2008), isso é razoável em grandes profundidades de subsuperfície homogênea, em regiões que não foram expostas à atividade tectônica ou estão relaxadas no sentido de que não há tensões remanescentes de atividade tectônica anterior. O autor salienta, entretanto, que a tensão vertical não será uma das tensões principais perto de heterogeneidades como domos salinos ou falhas geológicas.

Sabendo que os componentes do tensor das tensões descrevem a densidade das forças que atuam em todas as superfícies que passam por um determinado ponto e assumindo que uma das tensões principais é a tensão vertical (válido para regiões de bacia relaxada e pouco acidentadas), pode-se definir quatro parâmetros para descrever o estado de tensão em subsuperfície: σ_V , a tensão vertical que corresponde ao peso do recobrimento de rocha e fluidos; σ_H , a tensão horizontal máxima principal; σ_h , a tensão horizontal mínima principal e a orientação de uma das tensões horizontais principais, geralmente considera o azimute da tensão horizontal máxima principal (ZOBACK, 2007).

Normalmente, as formações em subsuperfícies devem suportar o peso dos componentes existentes acima dele (FJAER *et al.*, 2008). A magnitude de σ_V é equivalente à integração das densidades de rocha da superfície até a profundidade de interesse somada ao peso da água, caso se esteja em ambiente *offshore* (FJAER *et al.*, 2008) e (ZOBACK, 2007). A tendência que as rochas sob influência da tensão vertical em subsuperfície têm de resistir às deformações areais geram as tensões horizontais.

Em reservatórios de petróleo, a pressão de poros é um parâmetro importante para estudos de Mecânica das Rochas. O fluido no interior da rocha sustenta parte

das tensões totais do sistema. A tensão efetiva é a tensão total menos uma parte da carga sustentada pelo fluido. Portanto, uma alteração na poropressão das rochas acarreta alteração no estado de tensões (FJAER *et al.*, 2008).

Fjaer *et al.* (2008) citam ainda que outro mecanismo que gera alteração no estado de tensões é a temperatura. Alteração na temperatura original resulta em contração ou expansão da rocha, mudando, portanto, o estado de tensões. O efeito do resfriamento das rochas pelo fluido injetado faz com que haja contração e diminuição no estado de tensões, e assim, facilitando o fraturamento dessas rochas. A forma como o resfriamento altera o estado de tensões é função do contraste de temperatura entre o fluido injetado e a formação em subsuperfície (ΔT) e do coeficiente de expansão térmica linear, β_T (WONG e BRACE, 1979). Perkins e Gonzales (1985) propõe solução analítica para o raio da área no entorno do poço modificada termicamente pela injeção de fluidos, além de mostrar formulação analítica para a alteração no estado de tensões devido a alterações da temperatura inicial.

A consequência da alteração das tensões é a ocorrência de alguns eventos, tais como, reativação de falhas geológicas preexistentes ou indução de fraturas hidráulicas, que é o foco deste trabalho. Os dois eventos citados serão melhor descritos a seguir.

2.1.3.1.

Reativação de Falhas Geológicas

De acordo com Zoback (2007), as falhas ativas são aquelas hidraulicamente vivas. Já Sibson (1994) afirma que a reativação de falhas é o estado de instabilidade mecânica da falha e pode ser causada pelo aumento da tensão cisalhante, pela diminuição da tensão normal ou pelo aumento da pressão de poro. Ainda de acordo com Zoback (2007), as falhas ativas podem atuar como conduto de fluidos já que elas podem ser dilatadas e podem gerar significativo aumento de permeabilidade.

A reativação dessas descontinuidades pode impactar de maneira positiva ou negativa para a recuperação do petróleo existente no reservatório. A presença das falhas no reservatório altera o padrão de escoamento dele. Se por um lado, a presença de falhas pode aumentar a recuperação do petróleo (falhas com direção perpendicular aos poços produtores), aumentando assim o varrido dos fluidos, por

outro, pode causar produção de água antes do tempo (falhas na direção dos poços produtores), comumente chamado na indústria do petróleo de *early water breakthrough*. Outra desvantagem na reativação de falha é o risco na segurança operacional em que pode causar exsudação ou afetar a integridade dos poços. Esses aspectos foram tratados por (FOSSEN, 2010), (KIEWIET, 2015), (ZHANG e GARTRELL, 2008) e (ZOBACK, 2007).

2.1.3.2.

Indução de Fraturas Hidráulicas

Alguns cenários podem exigir que a injeção de água não ocorra apenas pela matriz da rocha reservatório, ou seja, pelos poros e garganta dos poros já existentes nas rochas permeáveis. O reservatório pode ser muito fechado por ter baixa permeabilidade efetiva à água, pode existir dano na interface do poço com o reservatório impedindo a entrada de água com vazão suficiente para manter a pressão do reservatório ou simplesmente pela necessidade de maior vazão de injeção. Nesses casos uma das alternativas é utilizar a injeção com propagação de fratura, hidráulica e/ou térmica. A existência de fratura aumenta a área de contato do fluido do interior do poço com a formação permoporosa, podendo, inclusive, melhorar a recuperação do petróleo a depender da direção da fratura.

A fratura hidráulica se inicia na superfície do poço quando a rocha tem sua superfície exposta ao interior dele, ou em pequenos intervalos predefinidos, quando o poço é completado com revestimento e são abertos furos utilizando cargas explosivas a fim de reestabelecer o contato entre poço/formação rochosa (poços canhoneados).

A fratura é iniciada quando a pressão do poço na interface com a rocha alcança a pressão de quebra (*breakdown pressure*) (WARREN e SETTARI, 1995). A partir deste momento, se o escoamento de fluidos continuar para o interior da fratura induzida com pressão suficiente, ocorre o processo de propagação hidráulica da fratura. Portanto, há a mudança do comportamento do escoamento do fluido no interior da formação de apenas matricial para matricial com influência da fratura. A propagação persiste enquanto tiver o aumento de pressão no interior da fratura

ou a diminuição da temperatura da rocha devido ao resfriamento causado pelo fluido injetado.

As fraturas não são orientadas de forma aleatória. Tipicamente, as fraturas se propagam como resultado de mudanças anisotrópicas no estado de tensão, o que leva a uma orientação preferencial em relação ao estado de tensão. A orientação das tensões locais na ponta da fratura ditará a direção de propagação. A propagação da fratura ocorrerá perpendicular à direção da menor tensão principal (σ_h), conforme mostrado na Figura 2.1 (FJAER *et al.*, 2008).

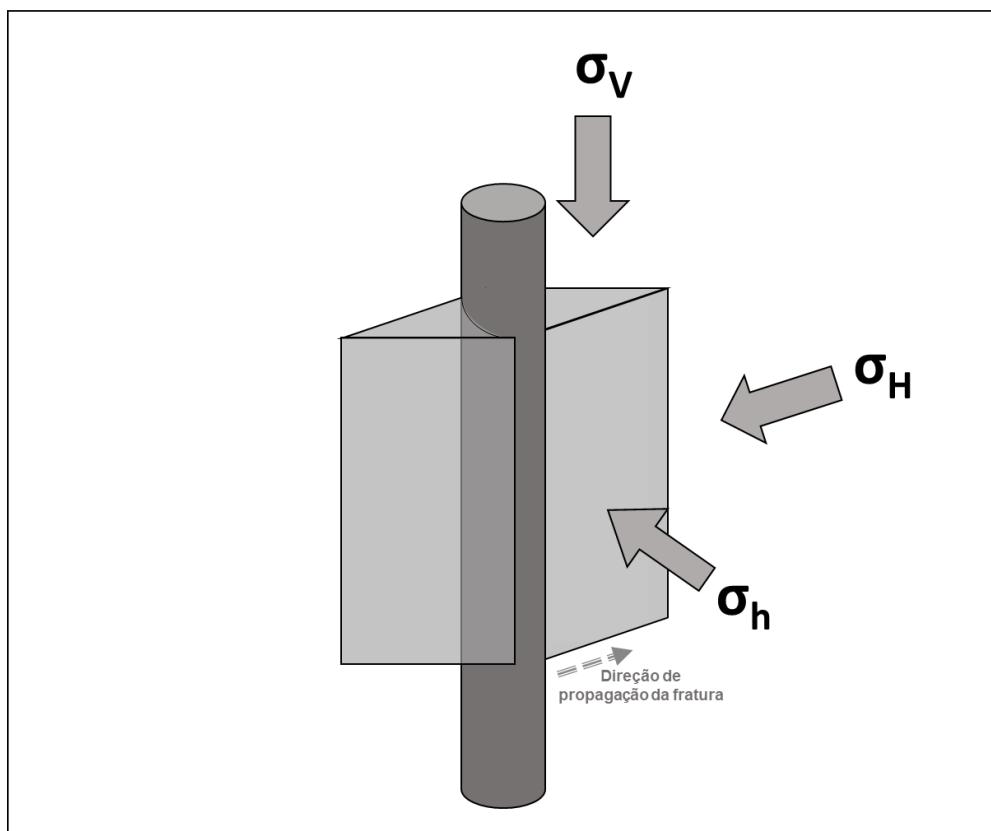


Figura 2.1 – Direção de propagação de uma fratura em relação à direção do estado de tensões (modificado de FJAER *et al.*, 2008).

Por não entenderem o comportamento das fraturas por falta de estudos, alguns projetos de produção de petróleo em que a injeção com propagação de fratura poderia melhorar a exploração do reservatório não utilizam esse tipo de injeção. Sharma *et al.* (2000) conduziram estudos de declínio de injetividade tendo como premissa principal o não fraturamento do reservatório para evitar seus efeitos colaterais que são manter a injeção de água na porção arenítica alvo e evitar uma possível chegada prematura de água nos poços produtores.

Os benefícios da injeção com propagação de fratura são otimizados quando essa propagação é controlada e bem entendida nos aspectos de sua magnitude e de sua direção. Problemas podem ocorrer caso não tenha o controle da propagação por desconhecimento do comportamento da fratura. A propagação da fratura pode ficar descontrolada e ela acabar migrando para direções e regiões não desejadas. Ela pode proporcionar a chegada de água de maneira prematura no poço produtor (*break-through*), formando caminhos preferenciais ocasionando diminuição da recuperação do petróleo. Outro ponto de atenção importante é a contenção vertical da fratura onde pode ocorrer o escape de fratura induzida para fora da zona de interesse. A conexão indesejada entre zonas e o não conhecimento do comportamento da propagação da fratura pode diminuir a eficiência da injeção (SOUZA JUNIOR, 2018).

A estimulação de poços pela técnica do fraturamento hidráulico permite o aumento de produtividade/injetividade de poços de petróleo. Ela consiste em induzir a formação de fratura por meio da injeção de fluidos de fraturamento sob alta pressão na formação de interesse, muitas vezes lançando mão de agentes de sustentação (propante) misturado ao fluido de fraturamento para manter a fratura aberta após o término da operação de estimulação (YEW e WENG, 2015).

A injeção contínua de água com propagação de fratura, como dito anteriormente, visa aumentar a área de contato do fluido do interior do poço com a formação permoporosa, aumentando assim a injetividade do poço e, em alguns casos, melhorando o varrido do óleo existente no reservatório.

Portanto, o processo de propagação de fratura induzida pela injeção contínua de água tem algumas similaridades, mas também algumas peculiaridades que a difere do fraturamento hidráulico convencional.

Na injeção contínua de fluidos, esses com características favoráveis à penetração nas formações permoporosas (fluído penetrante), a pressão de injeção com propagação de fratura é dominada pela entrada dos fluidos no meio poroso (SETTARI e WARREN, 1994). Esse fraturamento é comumente chamado de fraturamento hidráulico de baixa eficiência.

Em contraste, na estimulação das formações com fraturamento hidráulico, em que utilizam fluidos com viscosidade desfavorável à difusão dos fluidos nas formações permoporosas (fluído não penetrante), a pressão da operação é controlada pela entrada dos fluidos no meio poroso (SETTARI e WARREN, 1994).

Outra diferença é que usualmente na operação de fraturamento hidráulico utilizam-se materiais de sustentação para manter a fratura aberta em contraste com a operação de injeção com propagação que não utiliza esses materiais de sustentação, resultando, portanto, em fechamento da fratura quando a injeção é cessada. Os volumes de fluidos injetados no processo de estimulação são muito pequenos quando comparados aos volumes de água injetada continuamente nas operações de injeção com propagação de fratura.

O entendimento da propagação da fratura passa pela previsão do seu comportamento, seja por meio de modelos analíticos ou numéricos. Alguns conceitos básicos descritos na seção seguinte serão utilizados para descrever o fenômeno da propagação da fratura, principalmente no que tange o problema da sua contenção vertical.

2.2.

Mecânica do Fraturamento Hidráulico

2.2.1.

Modos de Fraturamento

Considerando que uma fratura é formada por duas superfícies planares ou subplanares, de acordo com a mecânica da fratura, existem três principais classificações que as distinguem pelo movimento relativo entre as superfícies (BROEK, 1982). As fraturas de tração, também conhecidas como fratura por Modo I, apresentam movimento relativo das superfícies perpendiculares entre si no sentido de afastá-las. As fraturas em Modo II e Modo III têm movimento relativo paralelo em relação ao plano (ou subplano) da fratura e por isso são chamadas de fraturas cissantes. A Figura 2.2 mostra os três modos de propagação de fratura.

Segundo Broek (1982), o efeito principal que causa o fraturamento de uma rocha intacta é a tração. Ghassemi *et al.* (2013) mostraram que próximo à superfície da fratura as tensões efetivas principais são muito reduzidas devido à alta poropressão induzida na região, indicando a formação de fratura por tração.

De acordo com a Teoria Linear Elástica da Mecânica da Fratura, a tensão normal ao plano de fratura à sua frente tende para o infinito (RICE, 1968) quanto mais próximo da ponta da fratura e o termo mais relevante da tensão nessa região é

o relacionado ao Modo I (BROEK, 1982). Por essa razão, nesta dissertação, trataremos apenas das fraturas em Modo I.

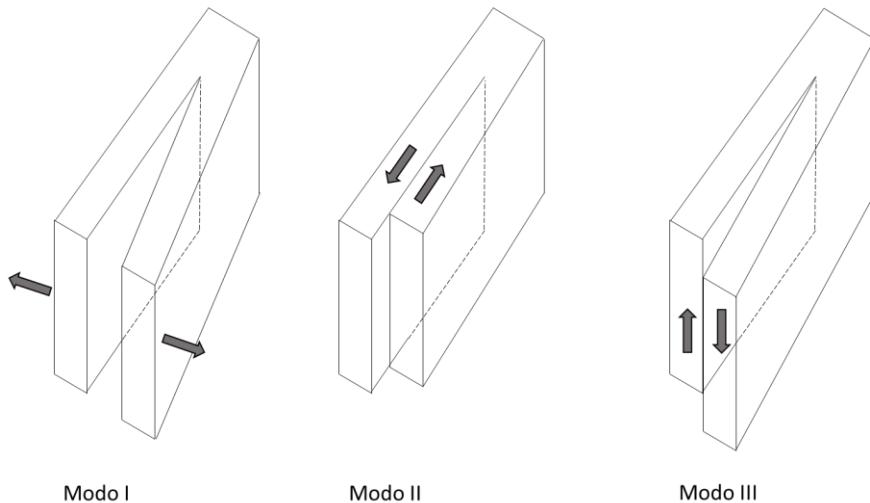


Figura 2.2 – Modo de propagação de fratura (modificado de Broek, 1982).

2.2.2.

Modelos de Fraturamento Hidráulico

Existem diversos modelos de fraturamento. Os primeiros modelos desenvolvidos foram os clássicos analíticos KGD (Khristianovic-Geertsma-de Klerk), PKN (Perkins-Kern-Nordgren) e Radial, em que a fratura se desenvolve apenas horizontalmente. A partir de então, os modelos P3D, 3D planares, mais complexos e que melhor representavam o comportamento das fraturas, foram desenvolvidos.

O modelo KGD (GEERTSMA e DE KLERK, 1969) assume deformação apenas no plano horizontal de propagação da fratura e na outra direção, a deformação é matematicamente nula, assume altura da fratura constante, e não leva em consideração a singularidade de tensões na ponta da fratura, assumindo, entretanto, que a variação da abertura da fratura com a variação do seu comprimento nessa região tende a zero.

O modelo PKN (PERKINS e KERN, 1961) (NORDGREN, 1972) assume deformação no plano vertical de propagação da fratura com seção transversal elíptica. Este modelo pode representar bem o caso de propagação de fraturas hidráulicas em região confinada verticalmente por barreiras à propagação.

De acordo com Yew e Weng (2015), considerando as hipóteses de deformação plana nos dois modelos, para relação comprimento/altura de fratura próximo a unidade, o modelo KGD apresenta comportamento mais aderente com a realidade, e para alta relação comprimento/altura de fratura o modelo PKN é considerado a melhor escolha. Os modelos KGD e PKN não consideram de forma adequada o comportamento mecânico da região em que a fratura está inserida, como, por exemplo, quando é ignorada a resistência à propagação da fratura e são empregadas correlações elásticas homogêneas e isotrópicas, além de considerarem de forma muito simplificada a geometria da fratura.

Outro modelo importante na evolução do conhecimento das fraturas é o chamado modelo Radial ou Circular (SPENCE e SHARP, 1985). Esse modelo é aplicável quando a distribuição vertical das tensões horizontais mínimas *in situ* é uniforme.

Variações dos modelos KGD, PKN e Radial foram desenvolvidos ao longo do tempo, sendo utilizados também para dar origem aos modelos pseudo-3D (P3D) e 3D (ADACHIA *et al.*, 2007). Atualmente os modelos originais estão sendo pouco utilizados devido ao melhor entendimento do comportamento das fraturas e ao desenvolvimento dos modelos P3D e 3D. O modelo P3D propõe uma adaptação do fraturamento 3D planar, resolvendo seu comportamento físico, porém com um custo computacional menor. Naquele modelo o reservatório é homogêneo e isotrópico em relação às propriedades elásticas. Os modelos 3D planares assumem que o crescimento da fratura ocorre em um plano e fornecem estimativas de altura, comprimento e abertura das fraturas, além de admitirem que as fraturas são simétricas para ambos os lados do poço (FONSECA, 2014). Esses modelos têm como premissa que o meio é elástico e isotrópico infinito com propagação de fratura em Modo I onde consideram a resistência ao fraturamento das rochas e os deslocamentos são representados por integrais de contorno (YEW e WENG, 2015).

O crescimento da fratura é frequentemente analisado em termos do fator de intensidade de tensão. O fator de intensidade de tensão para uma fratura que está sofrendo tensão de tração (carregamento Modo I) é representado por K_I que é uma medida de concentração de tensão na ponta da fratura. K_I é função da tensão na região da ponta da fratura e do seu comprimento. Se K_I exceder um limite crítico K_{IC} , denominado tenacidade à fratura de um material, ocorrerá a propagação da fratura (FJAER *et al.*, 2008).

A teoria da Mecânica da Fratura Elástica Linear (*Linear Elastic Fracture Mechanics* - LEFM) foi introduzida por Griffith em 1920 em que afirma que o processo de fraturamento se dá por um critério energético. Irwin (1957) definiu a energia total liberada para propagar uma fratura em Modo I (G_I) como sendo a taxa de liberação da energia potencial armazenada no sistema por unidade de área de fratura formada.

Em muitos casos os conceitos da LEFM não podem ser aplicados, principalmente quando a região de deformação plástica na ponta da fratura é consideravelmente grande. Para estes casos, a Mecânica da Fratura Não-Linear (*Non-Linear Fracture Mechanics* – NLFM) deve ser considerada (BROEK, 1982).

Dois dos principais critérios de propagação de fratura foram propostos por Weels (1961) e Rice (1968). O primeiro sugere que o comportamento da propagação da fratura é determinado pelo deslocamento de abertura entre as faces da fratura formada e a tensão de escoamento do material na ponta da fratura (*Crack Tip Opening Displacement* – CTOD). O último propôs um método de cálculo para a quantidade de energia que é liberada por unidade de área de aumento da superfície no processo de propagação (Integral-J). A Integral-J é análoga à taxa de energia liberada de Griffith (G_I) para a LEFM, embora não seja limitada às análises lineares elásticas (BROEK, 1982). As simulações conduzidas no presente estudo utilizam a Integral-J como método de propagação de fratura.

2.3.

Propagação Vertical da Fratura

A propagação vertical das fraturas formadas pelas operações de injeção ou reinjeção de água é um ponto relevante na eficiência e segurança operacional dos projetos de produção de petróleo. Por vezes, deseja-se que a fratura fique contida no interior da zona que está ocorrendo a injeção e por outras vezes, o desejo é a conexão de múltiplas camadas do reservatório. Portanto, a contenção das fraturas hidráulicas deve ser estudada e bem entendida afim de ter melhor previsão da sua penetração vertical, evitando assim, o descontrole do seu crescimento em altura e a migração dos fluidos injetados para formações em que não se deseja injetar.

Diversos parâmetros são importantes para a contenção da fratura no reservatório, tais como contraste de tensão entre as camadas em subsuperfície, propriedades elásticas, tenacidade à fratura, ductilidade e permeabilidade (EEKELEN, 1982). Trabalhos (ABOU-SAYED *et al.*, 1984 e WARPINSKI *et al.*, 1982) indicam que o principal parâmetro responsável por manter o controle vertical das fraturas é o contraste de tensões entre o reservatório e a rocha selante. Warpinski *et al.* (1982) e Teufel e Clark (1984) mostraram ainda que alteração nas propriedades dos materiais tem pequena influência na contenção da fratura. Entretanto, Smith *et al.* (2001) afirmam que existem situações que aparentemente esse fato não se confirma.

Eekelen (EEKELEN, 1982) argumenta que o contraste de tensão e a rigidez entre as camadas são os principais fatores que determinam a altura da fratura. Em seu trabalho, o autor faz uma estimativa da propagação vertical da fratura de acordo com o contraste de rigidez entre as camadas.

Alguns autores (SMITH *et al.*, 2001 e TEUFEL e CLARK, 1984) afirmam que o segundo parâmetro mais importante na contenção da fratura é o módulo de elasticidade (E). De acordo com Smith *et al.* (2001) a filtração do fluido (*leakoff*) para a formação e a tenacidade à fratura agem em combinação com o contraste de tensões e o módulo de Young no controle vertical da fratura.

Noirot *et al.* (2003) afirmam que em muitos casos, com a observação do comportamento dos poços, basicamente dados de pressão, temperatura e vazão, o operador do campo de petróleo não percebe a injeção com propagação de fratura. A solução de acordo com Eisner *et al.* (2006) seria o monitoramento microssísmico. Sookprasong *et al.* (2014) mostram que é possível o monitoramento com fibra ótica. Para o caso de as fraturas permanecerem no reservatório alvo, porém, com propagação em direção ao poço produtor, podem resultar na diminuição do varrido do óleo. Entretanto, em casos mais críticos, onde não tem evidência da direção de propagação da fratura, o problema da contenção emerge.

Portanto, o entendimento do comportamento da fratura hidráulica (direção e magnitude) é essencial para a otimização da injeção/produção em projetos de exploração de petróleo.

3.

Fundamentos Teóricos

Neste capítulo serão abordados os fundamentos teóricos que foram utilizados para o desenvolvimento do presente trabalho. Inicialmente serão abordados aspectos referentes à mecânica dos escoamentos em meios porosos e em fraturas e à mecânica do meio contínuo do problema. Em seguida serão apresentados os conceitos relacionados ao fraturamento hidráulico. Por fim, serão apresentados os aspectos numéricos e computacionais do simulador utilizado.

Todas as equações assumem que tensão de compressão é negativa.

3.1.

Escoamento

3.1.1.

Balanço de Materiais

A equação que governa o escoamento multifásico de um fluido Newtoniano em um meio poroso homogêneo e isotrópico é o balanço de materiais ou equação da difusividade hidráulica (CHEN *et al.*, 2006), descrita como

$$\frac{\partial(\rho^f v_i^f)}{\partial x_i} = -\frac{\partial(\phi \rho^f s^f)}{\partial t} + q^f \quad (3.1)$$

onde, ϕ é a porosidade do meio, ρ é a massa específica do fluido, S é a saturação do fluido no meio poroso, q é a representação de uma fonte ou sumidouro de fluido externo e v é o vetor da velocidade de escoamento do fluido. O sobrescrito f representa uma das fases que escoam no meio, óleo, gás ou água. Já o subíndice i pode ser qualquer um dos números 1, 2, 3, representando a direção do escoamento nos eixos cartesianos x, y e z, respectivamente.

3.1.2.

Lei de Darcy

Experimentos conduzidos por Henry Darcy utilizando escoamento de água em amostras de rochas areníticas inconsolidadas deram origem à formulação matemática que descreve o movimento de fluidos, não apenas água, por meio de um volume poroso (COLLINS, 1961). Este equacionamento foi chamado de lei de Darcy, ou seja,

$$v_i^f = -\frac{k^f}{\mu^f} \frac{\partial}{\partial x_i} [p + \rho^f g x_3] \quad (3.2)$$

A lei de Darcy estabelece que a velocidade aparente do fluido no meio poroso (v) é proporcional à pressão (p) na direção do escoamento e inversamente proporcional à viscosidade do fluido (μ). A constante de proporcionalidade (k) é a permeabilidade da rocha expressa na unidade Darcy e. g é a força gravitacional e x_3 é o eixo cartesiano paralelo à direção z. O sinal negativo indica que o escoamento é positivo na direção de menor potencial. A formulação pode ser aplicada em regiões de escoamento laminar.

3.1.3.

Escoamento nas Fraturas

A integração das equações de Navier-Stokes pode representar bem o escoamento dos fluidos no interior de uma fratura. A formulação resultante é chamada de lei cúbica e é apresentada na forma

$$v_i = -\frac{w^2}{12\mu} \frac{dp}{dx_i} \quad (3.3)$$

onde v é o vetor da velocidade aparente do fluido no interior da fratura e w a abertura da fratura. Essa representação é válida para escoamento laminar, que representa o escoamento assumido para este trabalho.

A geometria da fratura considerada é de duas placas paralelas, com abertura média (w), saturada com fluido Newtoniano de densidade e viscosidade constantes

que escoa em seu interior em regime linear devido à um gradiente de pressão constante (WILKES, 2018). Foram desprezadas ainda os efeitos de inércia e gravitacionais.

Para um caso específico (Figura 3.1) em que considera que a variação de pressão do fluido ao longo da abertura da fratura (direção z) é muito menor que o gradiente de pressão em relação às outras duas direções (x e y) e ignorando as forças de corpo, o movimento dos fluidos no interior da fratura pode ser expresso por (YEW e WENG, 2015)

$$v_s = -\frac{1}{2\mu} \left[\left(\frac{w}{2} \right)^2 - z^2 \right] \frac{dp}{ds} \quad (3.4)$$

onde, s é a direção do escoamento dos fluidos no interior da fratura.

Por simplificação de notação, o autor considera o escoamento na horizontal e em regime laminar.

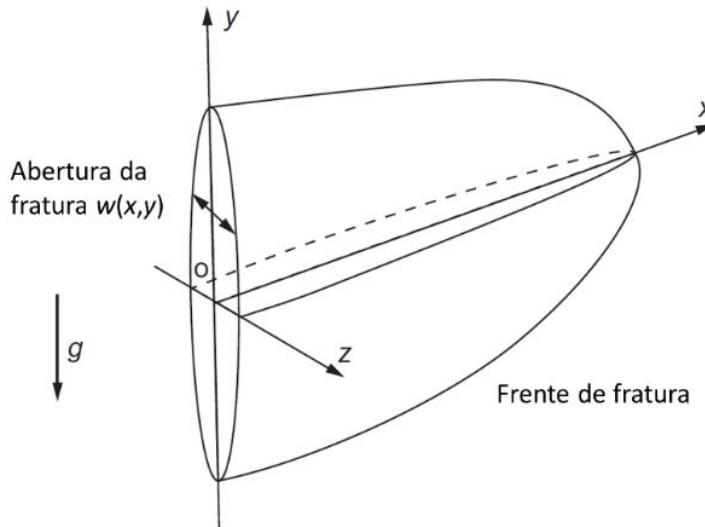


Figura 3.1 – Fratura hidráulica 3D (modificado de Yew e Weng, 2015).

O regime de escoamento dos fluidos pode ser caracterizado a partir do número de Reynolds, interpretado como sendo a razão entre as forças iniciais e forças viscosas. O escoamento é laminar quando o número de Reynolds é baixo, menor que 2.000. Quando o número de Reynolds crítico é atingido o escoamento deixa de ser laminar começando uma transição para o escoamento turbulento. Em algumas situações o escoamento no interior da fratura apresenta velocidades elevadas, não se

comportando, portanto, como escoamento laminar. O escoamento turbulento do fluido na fratura requer formulação diferente da apresentada anteriormente, não sendo o foco deste trabalho.

3.1.4.

Escoamento no Reservatório

Neste trabalho utilizaremos um modelo de simulação 2D para todas as análises. Portanto, para mais fácil compreensão, serão expostos aqui o equacionamento linear para representar o escoamento no interior do reservatório.

Partindo da equação da difusividade hidráulica com as considerações que não há escoamento vertical e que o escoamento areal se dá em regime permanente, (ROSA *et al.*, 2006) mostraram que na injeção o escoamento monofásico linear pode ser expresso como

$$q_{inj} = \frac{A k^w (p_{wf} - p)}{\mu^w B^w L} \quad (3.5)$$

onde, q_{inj} é a vazão de injeção, A é a área transversal do meio poroso, k^w é a permeabilidade efetiva da água, μ^w é a viscosidade da água de injeção, B^w é o fator de volume de formação da água e L é o comprimento do meio poroso (Figura 3.2).

O índice de injetividade (II) de um poço é dado pela relação entre a vazão de injeção em condições padrão de superfície (q_{inj}) e a diferença de pressão do poço na interface com o reservatório (p_{wf}) e a pressão estática média do reservatório (p_e), ou seja

$$II = \frac{q_{inj}}{(p_{wf} - p_e)} \quad (3.6)$$

Por vezes a água injetada ou reinjetada nos poços de petróleo apresenta materiais particulados e matéria orgânica que são capazes de bloquear as gargantas dos poros das formações ao escoamento, resultando em queda de injeção ao longo do tempo. Esse dano normalmente é localizado nas proximidades do poço ou da fratura hidráulica conectada ao poço. A zona de dano à permeabilidade ou *skin*, como é

comumente referenciada, é caracterizada por uma alteração de permeabilidade das rochas reservatório. Esse dano pode ocorrer também durante a perfuração e completação do poço.

De forma simplificada, para escoamento linear, o dano pode ser representado por uma alteração na permeabilidade em uma pequena camada (L_s) na interface do reservatório. A Figura 3.2 mostra a representação de uma porção de um meio poroso de permeabilidade k contendo um dano à permeabilidade (k_s) em uma camada no lado em que há a entrada do escoamento.

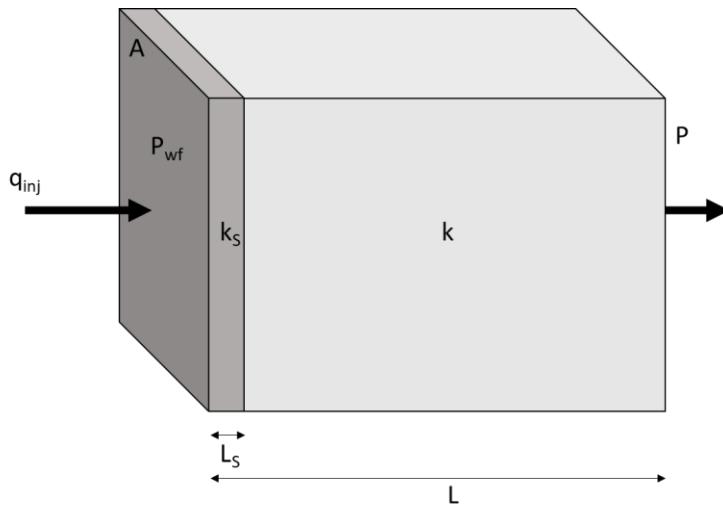


Figura 3.2 – Representação do fluxo linear com formação de dano.

De acordo com (ROSA *et al.*, 2006), um leito em série com fluxo linear pode ser representado por

$$q_{inj} = \frac{A \bar{k}^w (P_{wf} - P)}{\mu^w B^w L} \quad (3.7)$$

com,

$$\bar{k}^w = \frac{L}{\frac{L_s}{k_s^w} + \frac{L - L_s}{k^w}} \quad (3.8)$$

onde, \bar{k}^w é a permeabilidade efetiva média, k_s^w é a permeabilidade da região com dano, k^w é a permeabilidade efetiva da água e L é o comprimento do meio poroso.

O dano à permeabilidade do meio permoporoso na interface com o poço causa diminuição na filtração do fluido para a formação. Essa alteração na permeabilidade do fluido (diminuição) faz com que a pressão no poço ou na fratura conectada ao poço aumente, eventualmente excedendo o valor de pressão crítica requerida para a propagação de uma fratura (ABOU-SAYED *et al.*, 2005).

3.2.

Equilíbrio Estrutural

3.2.1.

Balanço de Momento

A partir da lei de Newton do balanço de forças e considerando a versão quase-estática (desconsidera forças externas) é possível derivar a conservação de momento linear de um corpo sólido como

$$\frac{\partial \sigma_{ij}}{\partial x_i} + \rho b_j = 0 \quad (3.9)$$

onde, ρ é a massa específica do corpo e b é a força de corpo, que pode ser, por exemplo, a força gravitacional. Os subíndices i e j pode ser qualquer um dos números 1, 2, 3, representando os eixos cartesianos ou os planos x, y e z, respectivamente. Para o tensor de tensões (σ), o primeiro subíndice representa o plano em que a tensão está sendo aplicada e o segundo subíndice a direção do componente.

3.2.2.

Estado de Tensões

O estado de tensões em um ponto do contínuo é definido por meio de um tensor que está relacionado a forças que agem sobre esse ponto. A Figura 3.3 mostra esquematicamente as componentes do tensor de tensão (σ_{ij}) que agem sobre um volume infinitesimal em coordenadas cartesianas. Devido à simetria ($\sigma_{ij} = \sigma_{ji}$), o tensor de tensões é completamente caracterizado por 6 componentes.

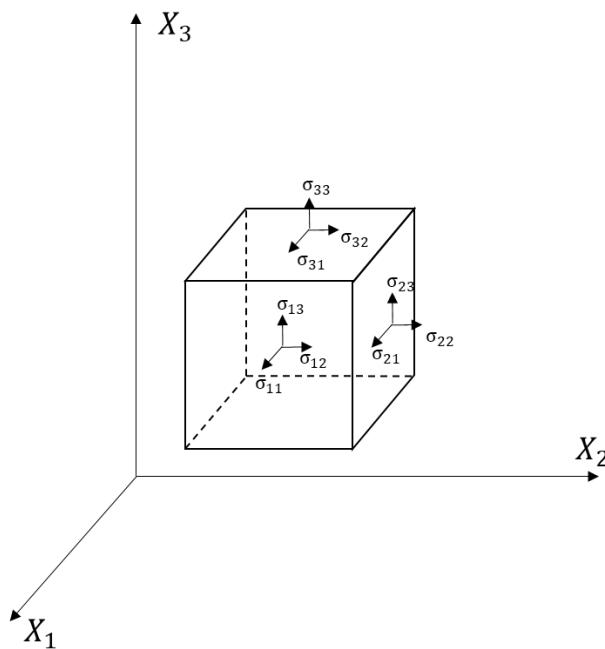


Figura 3.3 – Componentes do tensor de tensão aplicado sobre um volume infinitesimal.

Nas jazidas de petróleo, os poros existentes nas rochas estão saturados com fluidos. O estado de tensão de um volume divide-se em duas parcelas, a que age sobre a parte sólida, chamada de vetor de tensão efetiva (σ'_{ij}), e a parcela de tensões relativas à pressão dos fluidos que saturam os poros (BIOT, 1941).

A poroelasticidade é o estudo da deformação de meios porosos saturados, e um dos aspectos importantes é o acoplamento elástico entre a fase fluida que preenche os poros e a parte sólida de um volume poroso submetido a taxas de tensões efetivas. Portanto, um estado de tensão pode ser descrito por

$$\sigma_{ij} = \sigma'_{ij} - \alpha p_p \delta_{ij} \quad (3.10)$$

onde, α é o coeficiente de Biot-Willis, que varia de 0 a 1, p_p é a pressão dos fluidos no interior dos poros, ou simplesmente pressão de poros e δ_{ij} é o delta de Kronecker que assume valor unitário quando i é igual a j e valor nulo quando i é diferente de j . O coeficiente de Biot-Willis controla o grau de influência da pressão do fluido na deformação do meio (FJAER *et al.*, 2008).

Quando há mudança de pressão uniforme em um reservatório lateralmente infinito com apenas deformação elástica devido à produção ou injeção, mudanças na tensão total são geradas, podendo ser representadas por (MULDERS, 2003)

$$\Delta\sigma_{ij} = A \cdot \Delta p_p \quad (3.11)$$

onde A é o parâmetro poroelástico, dado por

$$A = \alpha \frac{1-2\nu}{1-\nu} \quad (3.12)$$

onde, ν é o coeficiente de Poisson.

3.2.3.

Tensão-Deformação Elástica

Uma deformação pode ser entendida como sendo uma mudança de forma e/ou volume de um corpo. Assim como o estado de tensão, a deformação também é definida por um tensor (ϵ_{ij}) simétrico, $\epsilon_{ij} = \epsilon_{ji}$. Quando os subíndices são iguais, a deformação é normal. Já o tensor, quando os subíndices são diferentes, está relacionado a uma deformação cisalhante.

Existem diversas leis constitutivas que relacionam as tensão e deformação de um material (ZOBACK, 2007). Para materiais elásticos, por exemplo, em que a deformação é reversível, a relação entre tensão efetiva e deformação é dada por um módulo de elasticidade, uma constante de proporcionalidade linear, comumente conhecido como módulo de Young (E). O módulo de Young representa a rigidez do material em compressão uniaxial simples. Outra propriedade elástica dos materiais pode ser caracterizada pelo coeficiente de Poisson (ν) que representa a relação de deformação perpendicular à direção de uma força que está sendo aplicada no material e a deformação normal a essa força.

Pela teoria da elasticidade linear, a relação tensão-deformação de um material isotrópico pode ser expressa pela seguinte correlação

$$\sigma'_{ij} = \frac{E \nu}{(1+\nu)(1-2\nu)} \varepsilon_{vol} \delta_{ij} + \frac{E}{(1+\nu)} \varepsilon_{ij} \quad (3.13)$$

onde, ε_{vol} é a deformação volumétrica do material correspondendo à soma das deformações normais nas direções x, y e z, para um sistema cartesiano.

3.2.4.

Deformação-Deslocamento

A relação deformação-deslocamento, também conhecida como cinemática de um material, para pequenos deslocamentos é dado por um tensor simétrico, ou seja

$$\varepsilon_{ij} = \frac{1}{2} \left(\frac{\partial u_j}{\partial x_i} + \frac{\partial u_i}{\partial x_j} \right) \quad (3.14)$$

onde, ε é o tensor de deformação e u é o vetor de deslocamento.

3.2.5.

Tensões Térmicas

A variação da temperatura de um corpo resulta em mudança de seu volume, contração ou expansão. Uma variação negativa de temperatura, por exemplo, resulta em contração da rocha o que faz com que o estado de tensão do meio seja relaxado. O componente térmico do estado de tensão, para condição elástica, é dado por (FJAER *et al.*, 2008)

$$\sigma'_{ij} = \frac{E}{(1-2\nu)} \beta_T (T - T_o) \delta_{ij} \quad (3.15)$$

onde, β_T é o coeficiente de expansão térmico linear da rocha, T é a temperatura do meio e T_o é a temperatura inicial.

3.3.

Estado de Tensões *in situ*

Um estado de tensões é caracterizado pelas três tensões principais e a orientação dessas tensões. Em bacias com baixo grau de tectonismos da crosta terrestre, acredita-se que a tensão vertical é uma das tensões principais. A tensão vertical normalmente aumenta linearmente com a profundidade, representando o peso dos materiais existentes acima, enquanto as tensões horizontais dependem também da litologia ou do tipo de formação.

A componente vertical da tensão *in situ* (σ_v) para uma profundidade z de água do mar (h^w) acima, onde ρ^w e ρ são a massa específica da água do mar e da rocha saturada, respectivamente, pode ser expresso por

$$\sigma_v = \rho^w g h^w + \int_{h^w}^z \rho(z) g dz \quad (3.16)$$

Warpinski (1989) aplicou a teoria da elasticidade para obter o estado de tensões em subsuperfície para deformações tectônicas (ε) e mudança de temperatura da rocha ao longo do período geológico (ΔT), ou seja

$$\sigma'_h = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma'_V + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{\nu E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E \beta_T \Delta T}{(1-\nu)} \quad (3.17)$$

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{(1-\nu)} \sigma'_V + \frac{E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_H + \frac{\nu E}{(1-\nu^2)} \varepsilon_h + \frac{E \beta_T \Delta T}{(1-\nu)} \quad (3.18)$$

onde a mínima e a máxima tensões horizontais efetivas, σ'_h e σ'_H , respectivamente, consideram comportamento do meio elástico para propriedades e poropressão das rochas constantes.

Fjaer *et al.* (2008) cita o trabalho de Warpinski (1985) que concluiu que as tensões nas camadas de folhelhos normalmente se aproximam das condições de tensão litostática, enquanto para os arenitos os valores das tensões horizontais são significativamente mais baixos.

O mesmo autor afirma ainda que o contraste entre as tensões do folhelho (rocha selante) e reservatório arenítico (formação de interesse para a produção) é o aspecto mais importante para manter uma fratura hidráulica contida no reservatório.

Portanto, o contraste de tensões *in situ* representa barreira para a propagação vertical de fratura, mas não é o único parâmetro que determina sua contenção.

3.4.

Critério de Propagação da Fratura

Na mecânica da fratura existem diversos critérios para a propagação de fratura, e que, dependendo do caso, são aplicáveis para descrever o seu comportamento. É possível descrever o estado de tensões e deformações na região da ponta da fratura, mas não há um consenso com relação às condições que farão com que essa fratura se propague (BROEK, 1982). Sousa Junior (2018) fez uma revisão dos critérios de propagação de fratura em que se destacam os critérios de intensidade de tensão na ponta da fratura e Integral-J. Neste item serão abordados conceitos importantes para compreender o critério de fraturamento que foi utilizado para o desenvolvimento dos estudos aqui descritos.

3.4.1.

Fator de Intensidade de Tensões (K_I)

O fator de intensidade de tensões em Modo I (K_I) é uma medida da concentração de tensões na ponta da fratura e depende da geometria do problema e das condições de carregamento, ou seja

$$K_I = \lim_{r \rightarrow 0} (\sqrt{2\pi r}) \cdot \sigma_j [r \rightarrow 0] \quad (3.19)$$

onde, r é a distância à ponta da fratura e σ_j é o componente angular da tensão na ponta da fratura, conforme Figura 3.4.

Na região próxima à ponta da fratura ($r \rightarrow 0$), a tensão tende para o infinito, apresentando assim uma singularidade local. Portanto, o fator de intensidade de tensão é uma medida da tensão e deformação do ambiente da qual a ponta da fratura está inserida (BROEK, 1982).

De acordo com o critério de propagação de fratura utilizando o fator de intensidade de tensão, a propagação da fratura ocorrerá quando (K_I) atingir um valor

crítico (K_{Ic}). Portanto, K_{Ic} é a tenacidade do material, uma medida da resistência do material à propagação de uma fratura e pode ser obtido experimentalmente.

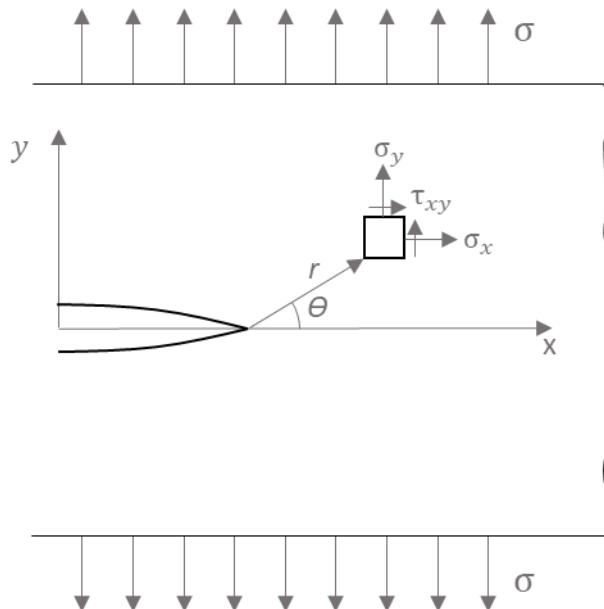


Figura 3.4 – Tensões na ponta da fratura (modificado de Broek, 1982).

Vale destacar aqui que a teoria do fator de intensidade de tensões falha por não prevê deformação plástica da rocha na ponta da fratura. Por isso a tensão tende para o infinito nessa abordagem.

3.4.2.

Energia Desprendida de Griffith Crítica (G_{Ic})

Griffith, em 1921, foi um dos primeiros a estudar a propagação da fratura por um método energético. Em experimento utilizando uma placa plana infinita com espessura unitária com carregamento (σ) em suas extremidades sem, entretanto, que haja deslocamento das próprias extremidades, mostrou que a propagação de uma fratura central de extensão L_f para $L_f + dL_f$ resultou em liberação de energia (Figura 3.5) (BROEK, 1982).

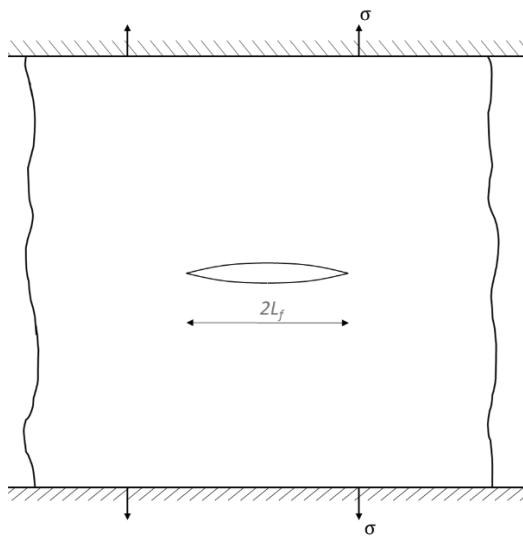


Figura 3.5 – Placa plana infinita fraturada com extremidades fixas (modificado de Broek 1982).

O autor relata que, baseado no cálculo do estado de tensão para uma fratura proposta por Inglis (1913), é possível representar a taxa de energia elástica liberada em Modo I (G_I) por

$$G_I = \frac{\pi \sigma^2 L_f}{E} \quad (3.20)$$

onde, E é o módulo de Young.

Como critério de fraturamento, a taxa de energia elástica liberada deve exceder um valor crítico para que haja aumento no comprimento da fratura, G_{Ic} . O critério de intensidade de tensão é equivalente ao critério de energia apresentado e podem ser atendidos simultaneamente para um material elástico, conforme mostrado na eq. (3.21). Broek (1982) mostra que para a condição de estado plano de deformação o termo $(1 - \nu^2)$, onde ν é o coeficiente de Poisson, deve ser inserido no cálculo da energia livre de Griffith crítica (G_{Ic}), ou seja

$$G_{Ic} = \frac{K_{Ic}^2}{E} (1 - \nu^2) \quad (3.21)$$

3.4.3.

Integral-J

Para os casos em que a região de plastificação na ponta da fratura é considerável, G não pode ser determinado a partir do estado de tensões elástico já que a sua determinação é consideravelmente afetada pela zona de plastificação da ponta da fratura. A Integral-J é uma alternativa para o cálculo da taxa de energia liberada para os casos em que os efeitos da plasticidade não são negligenciáveis.

Rice (1968) desenvolveu o conceito da Integral-J e aplicou a problemas de propagação de fratura. Baseado na conservação de energia, o autor desenvolveu uma integral de contorno que, independentemente do caminho (Γ) ao redor da ponta da fratura, calcula a energia liberada por unidade de área de aumento da superfície da fratura (ver Figura 3.6), ou seja

$$J = \int_{\Gamma} \left(W dy - T_{ij} \frac{\partial u_i}{\partial x} ds \right) \quad (3.22)$$

$$W = \int_0^{\varepsilon_{ij}} \sigma_{ij} d\varepsilon_{ij} \quad (3.23)$$

onde, W é a energia ou trabalho de deformação por unidade de volume, associado ao tensor deformação, T_{ij} é a tração perpendicular a Γ , u_i é o deslocamento na direção x e ds é uma parte discreta de Γ .

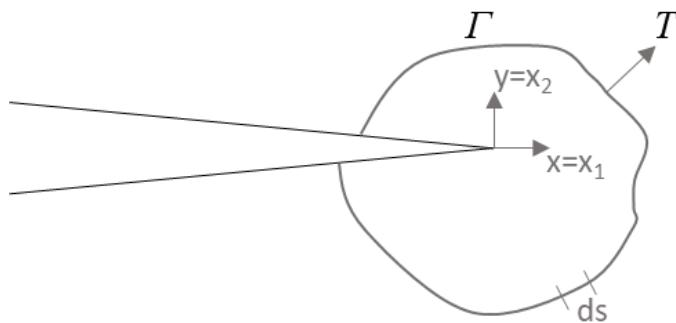


Figura 3.6 – Caminho arbitrário em que a Integral-J é calculada (modificado de Rice, 1968).

Para materiais elásticos, a Integral-J é numericamente equivalente à taxa de energia elástica liberada (G_I). Como critério de propagação, é fácil perceber que

quando a Integral-J exceder o valor da taxa de energia total crítica liberada na propagação (G_{Ic}), a fratura irá se propagar no meio (RICE, 1968).

O mesmo autor demonstrou que o método da Integral-J pode ser aplicado para materiais elásticos e plásticos (RICE, 1968).

3.4.4.

Propagação de uma Fratura Hidráulica em um Meio Homogêneo

Uma fratura hidráulica é caracterizada pelo rompimento de um meio contínuo em que um fluido pressurizado no seu interior sustenta a descontinuidade aberta. De acordo com Hagoort *et al.* (1980), durante o processo de aumento da fratura, a pressão de propagação da fratura hidráulica é dada por

$$P_{fp} = P_{foc} + \frac{K_{Ic}}{\sqrt{\pi L_f}} \quad (3.24)$$

com

$$P_{foc} = \sigma_{hmin} \quad (3.25)$$

onde, P_{fp} é a pressão de propagação da fratura, P_{foc} é a pressão de abertura/fechamento da fratura, K_{Ic} é o fator crítico de intensidade de tensões, L_f é a metade do comprimento total da fratura e σ_{hmin} é o componente do estado de tensão perpendicular à direção de propagação de fratura. A eq. (3.24) é válida para quando o comprimento da metade da fratura é maior que o diâmetro do poço.

De acordo com a eq. (3.24), quando o comprimento da fratura alcança valores muito grandes (da ordem de poucas dezenas de metros, a depender de σ_{hmin}), o termo da tenacidade fica desprezível e, portanto, para a propagação da fratura, basta que a pressão no seu interior seja maior do que a menor tensão confinante.

Combinando as eq. (3.21), eq. (3.24) e eq. (3.24), e considerando o caso de placa infinita, a energia liberada na propagação da fratura por unidade de área pode ser representada analiticamente como

$$G_{Ic} = \frac{\sigma_c^2(1-\nu^2)\pi L_f}{E} \quad (3.26)$$

onde, σ_c é a tensão de tração na ponta da fratura suficiente para sua abertura.

A eq. (3.26) mostra três aspectos com relação à dependência do G_{Ic} : o material que compõe o meio fraturado, o nível de tensão que a ponta da fratura está submetida e o tamanho da fratura já existente.

É possível verificar que quanto maior o comprimento da fratura, maior o G_{Ic} ou resistência à propagação da fratura. O contrário ocorre com a rigidez do material (E) que quanto maior for o seu valor, menor o G_{Ic} do material.

3.5.

Propagação de Fratura em Meios Estratificados

As rochas em subsuperfície quando em ambiente pouco acidentado estão dispostas em camadas estratigráficas com intercalações de diferentes litologias. Cada uma dessas camadas possui propriedades mecânicas diferentes e, portanto, estão submetidas a diferentes estados de tensão, como mostrado na Figura 3.7 (SIMONSON *et al.* 1978). Os contrastes de tensões e propriedades, principalmente a rigidez, constituem barreiras para a propagação de fratura.

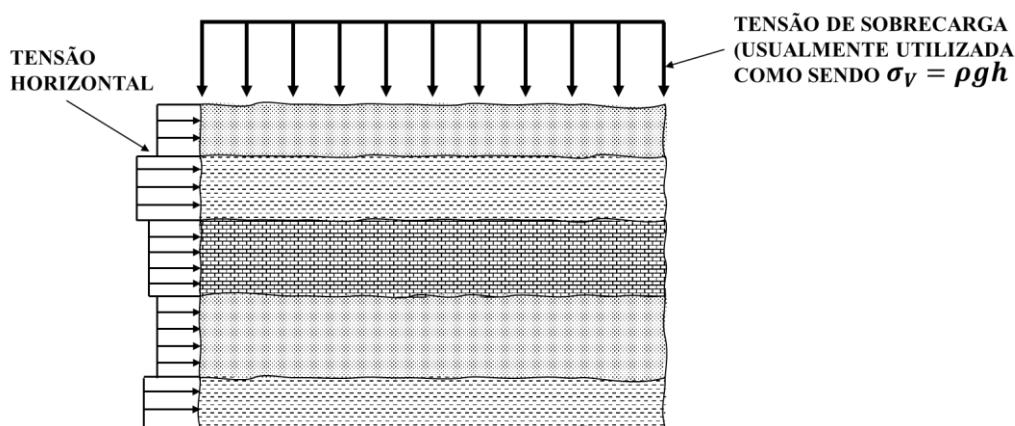


Figura 3.7 – Representação esquemática da tensão in-situ agindo em subsuperfície (modificado de Simonson *et al.*, 1978).

Considerando o cálculo de fator de intensidade de tensões, em um meio que apresenta variação de tensão entre as várias camadas, Eekelen (1982) estudou o efeito do contraste da rigidez elástica em diferentes camadas e, separadamente, o efeito do contraste de tensão *in situ*, além de propor um método analítico para o cálculo do avanço vertical e horizontal das fraturas. O autor considerou um sistema de três camadas, conforme a Figura 3.8, em que a camada central, de altura h , que recebe o fluido injetado, está entre duas camadas.

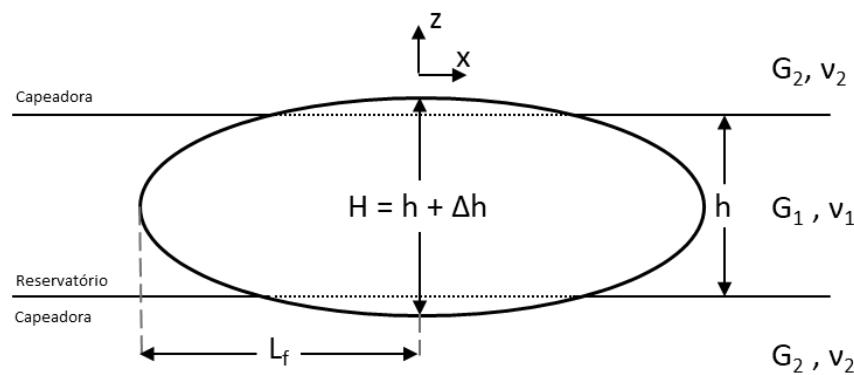


Figura 3.8 – Fratura hidráulica em um sistema de três camadas (modificado de Eekelen, 1982).

Eekelen (1982) propôs o cálculo para a relação entre as propagações vertical (H) e horizontal ($2L_f$) da fratura para o caso de três camadas variando-se a rigidez elástica na forma do módulo de cisalhamento (G). A camada central possui módulo de cisalhamento G_1 e as camadas externas possuem as mesmas propriedades de rigidez ($G_2 > G_1$). A referida relação é dada por

$$2L_f = h \left(1 + \frac{12}{19} \frac{G_1}{G_2} F \right)^{\frac{1}{2}} \quad (3.27)$$

com,

$$F = \left(1 + \frac{1}{2} \frac{G_1}{G_2} \right) \log \frac{H}{h} + \frac{3}{4} \left(\frac{H}{h} - 1 \right) - \frac{1}{8} \frac{G_1}{G_2} \left(\frac{H^2}{h^2} - 1 \right) \quad (3.28)$$

Para o contraste horizontal de tensões *in situ*, onde σ_1 e σ_2 ($\sigma_1 < \sigma_2$) são as menores tensões horizontais de confinamento da camada a ser fraturada e das camadas

adjacentes, respectivamente, Simonson *et al.* (1978) propuseram uma relação analítica para a pressão necessária para a fratura penetrar na camada de maior tensão *in situ* ($\hat{P}_{f,H}$) em função da altura vertical da fratura formada (H). Eekelen (1982) fez um rearranjo da formulação proposta por Simonson *et al.* (1978), ou seja

$$p_{f,H} = \sigma_1 + \frac{1}{1.25} \frac{K_{Ic}}{\sqrt{H}} + (\sigma_2 - \sigma_1) \frac{2}{\pi} \arccos \frac{h}{H} \quad (3.29)$$

onde, K_{Ic} é a resistência à fratura do material.

A partir da eq. (3.29) é possível construir o gráfico da Figura 3.9 onde o eixo horizontal representa o diferencial de pressão, ou *Net Pressure*, $\Delta p = p_{f,H} - \sigma_1$, o eixo vertical a altura da fratura na rocha capeadora e as curvas, diferentes contrastes de tensão entre a rocha capeadora e a rocha reservatório para $K_{Ic} = 1,0 \text{ MPa } m^{1/2}$ e $h = 50 \text{ m}$. No gráfico é possível constatar que quanto maior o contraste de tensões entre a rocha capeadora e a rocha reservatório ($\sigma_2 - \sigma_1$), maior será a pressão requerida para a fratura propagar na capeadora.

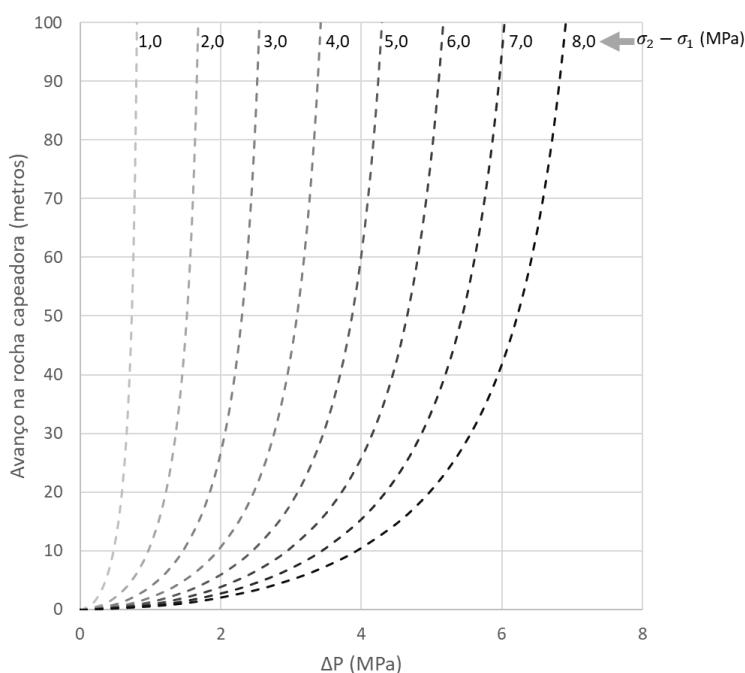


Figura 3.9 – Gráfico do avanço da fratura na rocha capeadora dependente do diferencial de pressão necessário para a fratura penetrar na capeadora para diferentes contrastes de tensão.

As propriedades mecânicas das diferentes camadas das rochas em subsuperfície aliadas aos gradientes de tensões mínimas confinantes dessas camadas são importantes características que determinam a contenção da fratura. Assim como Eekelen (1982) outros estudos mostram os efeitos isolados dos aspectos controladores da contenção, mas são poucos os trabalhos conduzidos com o objetivo de verificar a interdependência dos fatores dominantes no processo de contenção da fratura com injeção de água no longo prazo. Nessa dissertação, pretende-se estudar numericamente a combinação dos principais aspectos importantes para a contenção da fratura hidráulica em períodos longos de injeção de água.

3.6.

Modelo Numérico

A seguir, são destacados os principais cálculos numéricos implementado no simulador que foram utilizados nessa dissertação (SOUSA JUNIOR, 2018).

A equação do balanço de materiais foi discretizada utilizando o Método dos Volumes Finitos, da seguinte forma

$$\frac{1}{B_w} \int_A v_n dA + q^{std} = V_b \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi S_w}{B_w} \right) \quad (3.30)$$

onde, B_w é o fator volume formação da água, v_n é o vetor da velocidade do escoamento na direção normal à área A da interface dos volumes finitos, q^{std} é a vazão que entra ou sai do volume finito em condições termodinâmicas padrão (*standard*), V_b é o volume total de rocha, ϕ é a porosidade do meio e S_w é a saturação de água do meio, que neste trabalho está sendo considerado igual a 1. Os gradientes de pressão entre os nós são aproximados pelo Método de Diferenças Finitas. Para este trabalho foi considerado apenas o escoamento compressível e monofásico (água), em regime laminar, tanto no meio poroso como no interior da fratura.

A equação do balanço de momento foi discretizada pelo Método de Elementos Finitos utilizando elementos hexaédricos de 8 nós, com 8 pontos de Gauss internos, ou seja

$$\iiint \mathbf{B}^T \Delta\boldsymbol{\sigma}' dV - \alpha \iiint \Delta p_p \mathbf{B}^T \mathbf{m} dV + \iint \mathbf{N}^T \Delta\boldsymbol{\tau} dA = 0 \quad (3.31)$$

onde, \mathbf{B} e \mathbf{N} são as matrizes de relação deslocamento-deformação e funções de forma, respectivamente, $\Delta\boldsymbol{\sigma}'$ é a variação do tensor de tensões efetivas, Δp_p é a variação da poropressão vinda do balanço de materiais, \mathbf{m} é um tensor diagonal, V é o volume, α é o Coeficiente de Biot e $\Delta\boldsymbol{\tau}$ é o vetor de tração na superfície livre. Os deslocamentos são calculados nos nós enquanto as deformações e as tensões são calculadas nos pontos de Gauss.

O sistema de equações é resolvido por acoplamento sequencial, em que as equações dos balanços de massa e de momento são resolvidas independentemente uma da outra. As informações de pressão entre elas são trocadas no mesmo passo de tempo, enquanto as informações do escoamento são trocadas no passo de tempo seguinte. Os efeitos poroelástico e termomecânico são considerados no cálculo do balanço de momento.

O simulador utilizado neste trabalho foi desenvolvido por Sousa Junior (2018). A Figura 3.10 apresenta o *workflow* das etapas de cálculo e as iterações para cada passo de tempo. O simulador tem uma utilização mais ampla do que está sendo utilizado neste trabalho. Entre as respostas possíveis do simulador, destacam-se o binômio vazão-pressão de fratura, comprimento horizontal da fratura, penetração vertical da fratura, eficiência do fraturamento (relação entre o volume da fratura e o volume de água injetado) e a espessura da fratura em função do tempo.

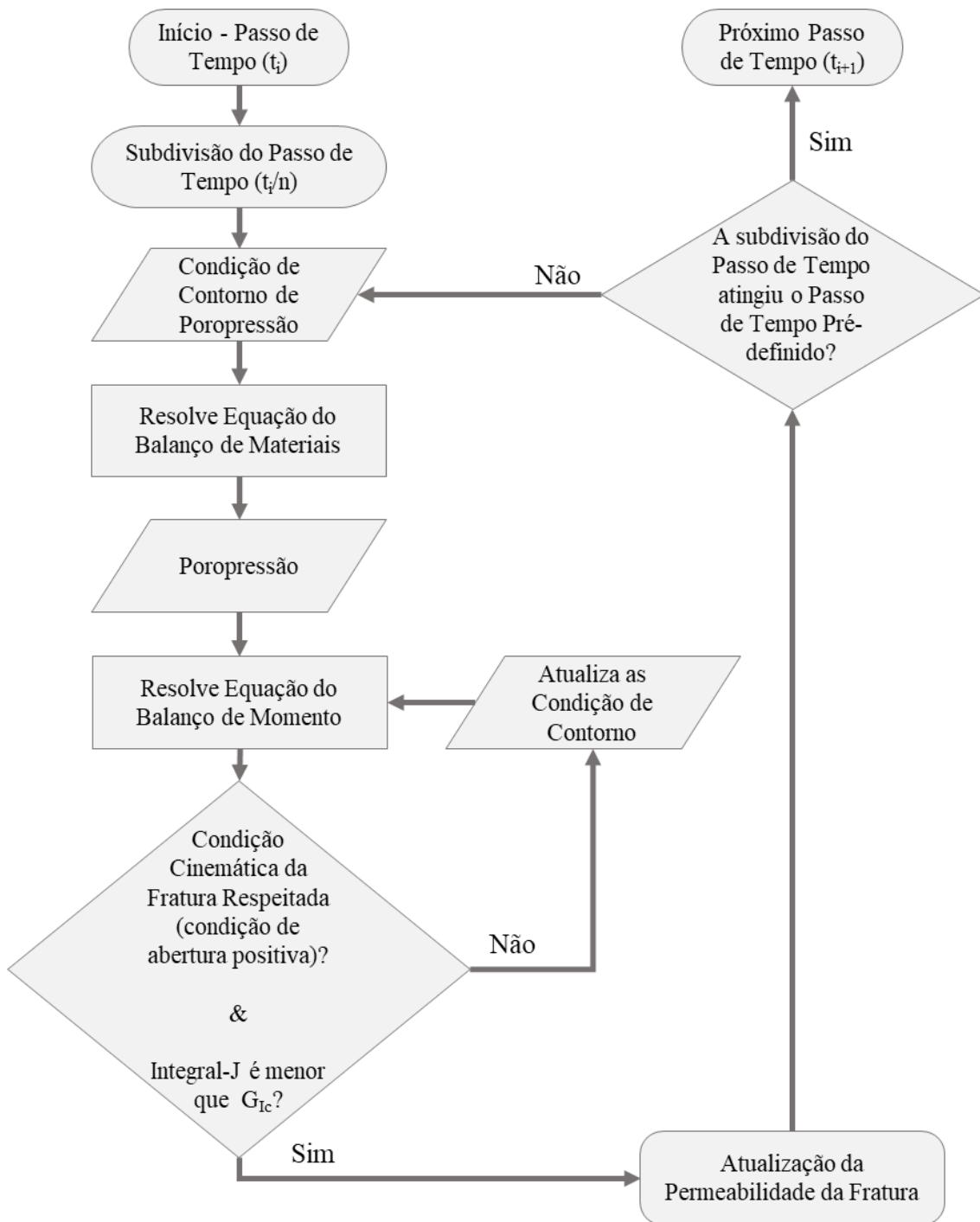


Figura 3.10 – Workflow do processo de iteração na propagação da fratura hidráulica.

4.

Resultados e Discussões

Os experimentos numéricos aqui utilizados têm como premissa o comportamento estacionário dos processos mecânicos envolvidos. Além disso, a partir daqui, apenas para facilitar a compreensão, será adotado o sinal positivo para representar as tensões compressivas.

4.1.

Validação do Modelo Numérico

Com o intuito de verificar a implementação numérica do simulador empregado e comprovar sua aplicabilidade no estudo de caso deste trabalho, foram conduzidos testes de validação dos modelos utilizados no estudo. Esses testes consistiram em verificar a aderência do modelo numérico com modelos analíticos conhecidos.

4.1.1.

Caso de Escoamento em Meio Poroso

Este teste tem por objetivo avaliar a solução numérica para o escoamento linear permanente em meio poroso. O escoamento linear permanente foi escolhido pois, para o estudo de caso apresentado na seção 4.2, as análises foram feitas ao final das simulações e, neste instante, o estado estacionário de escoamento é atingido.

Para o teste foi utilizado um meio poroso limitado, com 4 metros de altura, 5 metros de largura e 1000 mD ($9,86923 \times 10^{-13} \text{ m}^2$) de permeabilidade. Três comprimentos do meio poroso foram testados: 100, 300 e 500 metros. A poropressão inicial no meio poroso é 5.000 kPa, o fator volume formação inicial do fluido é 1,00 e a viscosidade do fluido é 1 cP ($1, \times 10^{-3} \text{ Pa.s}$). Ao injetar um fluido de vazão constante q_{inj} em uma das faces, com a mesma vazão de saída, a pressão na face de entrada (p_{wf}) é registrada.

A Figura 4.1 mostra um esquemático do teste realizado com a discretização do modelo utilizada para esta validação e um gráfico de pressão versus vazão para os três comprimentos testados, onde são comparadas as soluções analíticas e numéricas. É possível constatar que as soluções analíticas e numéricas são compatíveis, atestando a validade do modelo numérico do escoamento linear permanente.

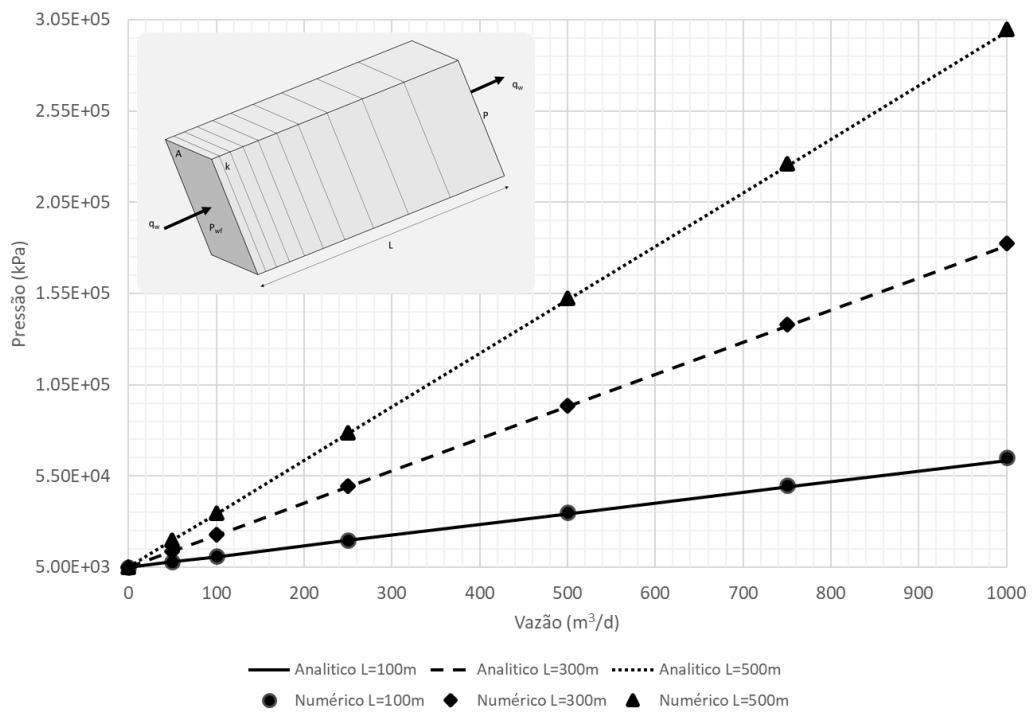


Figura 4.1 – Pressão de entrada no meio poroso para os comprimentos 100, 300 e 500 metros

4.1.2.

Caso Poroelástico

Para a validação do modelo poromecânico elástico e isotrópico, buscou-se avaliar as variações das tensões efetivas verticais e horizontais, $\Delta\sigma'_v$ e $\Delta\sigma'_h$, respectivamente, e os deslocamentos verticais, Δh , com a variação da poropressão do meio poroso.

O modelo utilizado para a validação tem as características conforme a Tabela 4.1 e a formulação analítica utilizada para legitimar o modelo numérico é apresentado pelo conjunto de equações (FJAER *et al.*, 2008)

$$\begin{aligned}
 \varepsilon_h &= 0 \\
 \varepsilon_v = \frac{\Delta h}{h} &= \alpha \frac{1}{E} \frac{(1+\nu)(1-2\nu)}{1-\nu} \Delta p_p \\
 \Delta \sigma'_v &= \Delta \sigma_v - \alpha \Delta p_p = -\alpha \Delta p_p \\
 \Delta \sigma'_h &= \Delta \sigma'_H = \frac{\nu}{1-\nu} \alpha \Delta p_p
 \end{aligned} \tag{4.1}$$

onde, ε_v é a deformação vertical, h é a altura do modelo, α é o coeficiente de Biot, E é o módulo de Young, ν é o coeficiente de Poisson, σ' e σ são as tensões efetiva e total e Δp_p é a variação de poropressão do meio. Os subíndices v , h e H referenciam às tensões verticais, horizontais mínima e máxima, respectivamente.

Tabela 4.1 – Propriedades e dimensões utilizadas na validação do modelo numérico.

Dimensões	$10 \times 10 \times 10$	m^3
Número Elementos Finitos da malha	1.000	
Módulo de Young	6.60×10^9	Pa
Coef. Poisson	0.32	
Coef. de Biot	0.83	
Tensão Vertical Total Inicial	41.00×10^6	Pa
Tensão Horizontal Total Inicial	37.00×10^6	Pa
Tensão Vertical Efetiva Inicial	15.95×10^6	Pa
Tensão Horizontal Efetiva Inicial	11.95×10^6	Pa
Poropressão inicial	30.00×10^6	Pa

São impostos ao modelo aumentos incrementais de poropressão e obtêm-se como resposta variações de deslocamento, de deformação e de tensões efetivas, verticais e horizontais. A Figura 4.2 mostra que as respostas do modelo numérico são compatíveis com o esperado a partir das formulações analíticas (ver eqs. (4.1)).

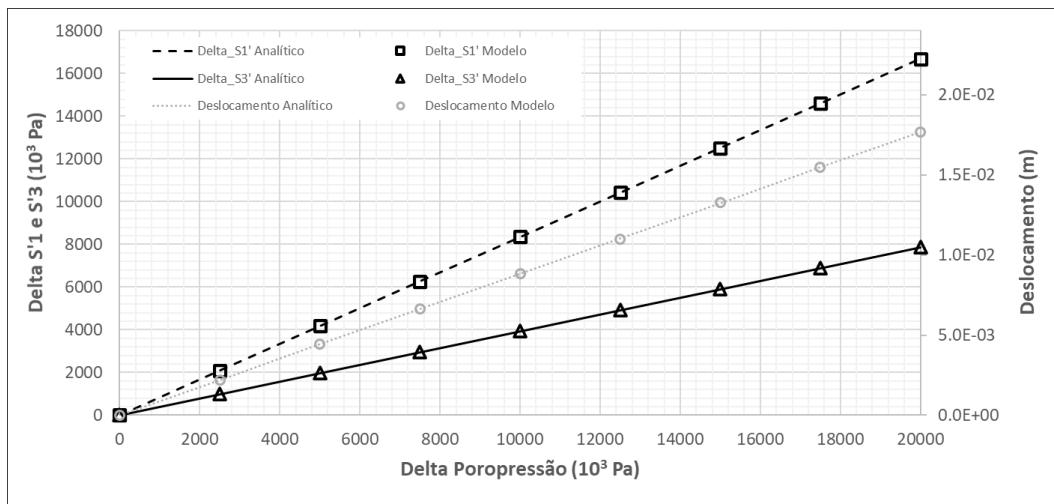


Figura 4.2 – Variações de tensões efetivas e deslocamentos com aumentos de poropressão.

4.1.3.

Caso de Propagação de Fratura

Foi testado numericamente o caso da propagação vertical de uma fratura, considerando estado plano de deformação em um meio envolvendo contraste de tensões, em que se verificou a aderência numérica ao desenvolvimento analítico de Simonson *et al.* (1978).

O teste foi executado em um modelo representando o plano perpendicular à direção de propagação da fratura contendo três camadas. São aplicados degraus de pressurização em uma das extremidades da camada intermediária contendo uma fratura pré-existente em toda sua extensão. As pressões permaneceram no mesmo valor por tempo suficiente até que o sistema entrasse em estado estacionário. Ao final de cada pressurização, investigou-se a altura da fratura induzida nas camadas superior e inferior.

A camada intermediária apresenta tensão horizontal mínima (σ_1) menor que as camadas que a compreendem, que por sua vez, têm o mesmo valor de tensão horizontal mínima (σ_2). Todas as outras propriedades do modelo são constantes e iguais para as três camadas.

A Figura 4.3 mostra um esquema da modelagem desse teste. O modelo considera a existência de uma fratura de altura h , limitada na região de mais baixa tensão mínima horizontal, e infinita na direção de propagação horizontal,

perpendicular à menor tensão e ao plano representado na Figura 4.3. A fratura preexistente tem comprimento do modelo na direção normal ao plano xz conectando a rocha permoporosa da camada intermediária ao poço pressurizado. São apresentadas também na Figura 4.3 as condições de contorno do modelo.

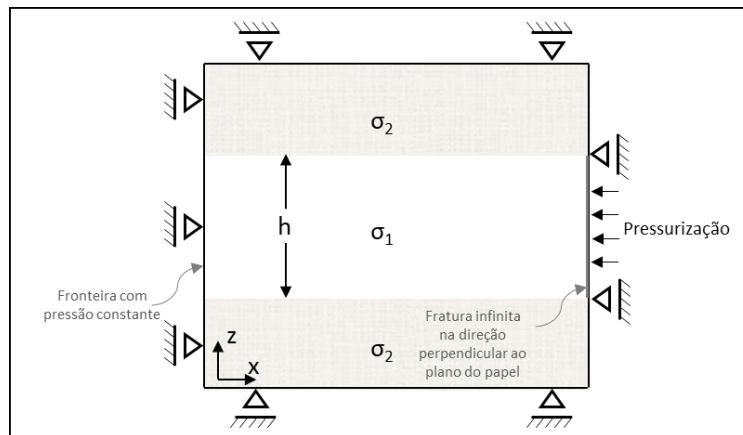


Figura 4.3 – Esquema do modelo contendo três camadas com contraste de tensão entre elas.

Os dados do modelo estão na Tabela 4.2.

Tabela 4.2 – Dados do modelo utilizado para a validação de propagação de fratura.

Dados do modelo	Valores	Unidade
Dimensões do modelo	400 x 400	m ²
h	50	m
Módulo de Young	1.0×10^{10}	Pa
Coef. Poisson	0.25	
Coef. Biot	0.73	

A Figura 4.4 mostra a propagação vertical de uma fratura em quatro pressurizações crescentes. A Figura 4.4 (a) mostra o esquema das camadas com a pressurização em uma extremidade da porção intermediária e a dilatação (abertura) da fratura nessa camada (plano yz) bem como as tensões mínimas confinantes das três regiões. A Figura 4.4 (b) mostra a propagação vertical da fratura em diferentes pressões de injeção. Nela estão representados também, com uma amplificação de 500 vezes para facilitar a visualização, a deformação da malha devido os deslocamentos horizontais (escala de cores) para as diferentes pressões de injeção. No estágio inicial a fratura não se dilatou enquanto nos dois estágios de pressurização seguinte

ela se dilatou, mas ficou contida na camada de menor tensão horizontal mínima (σ_h). No último estágio de pressurização a fratura se propaga para a rocha capeadora.

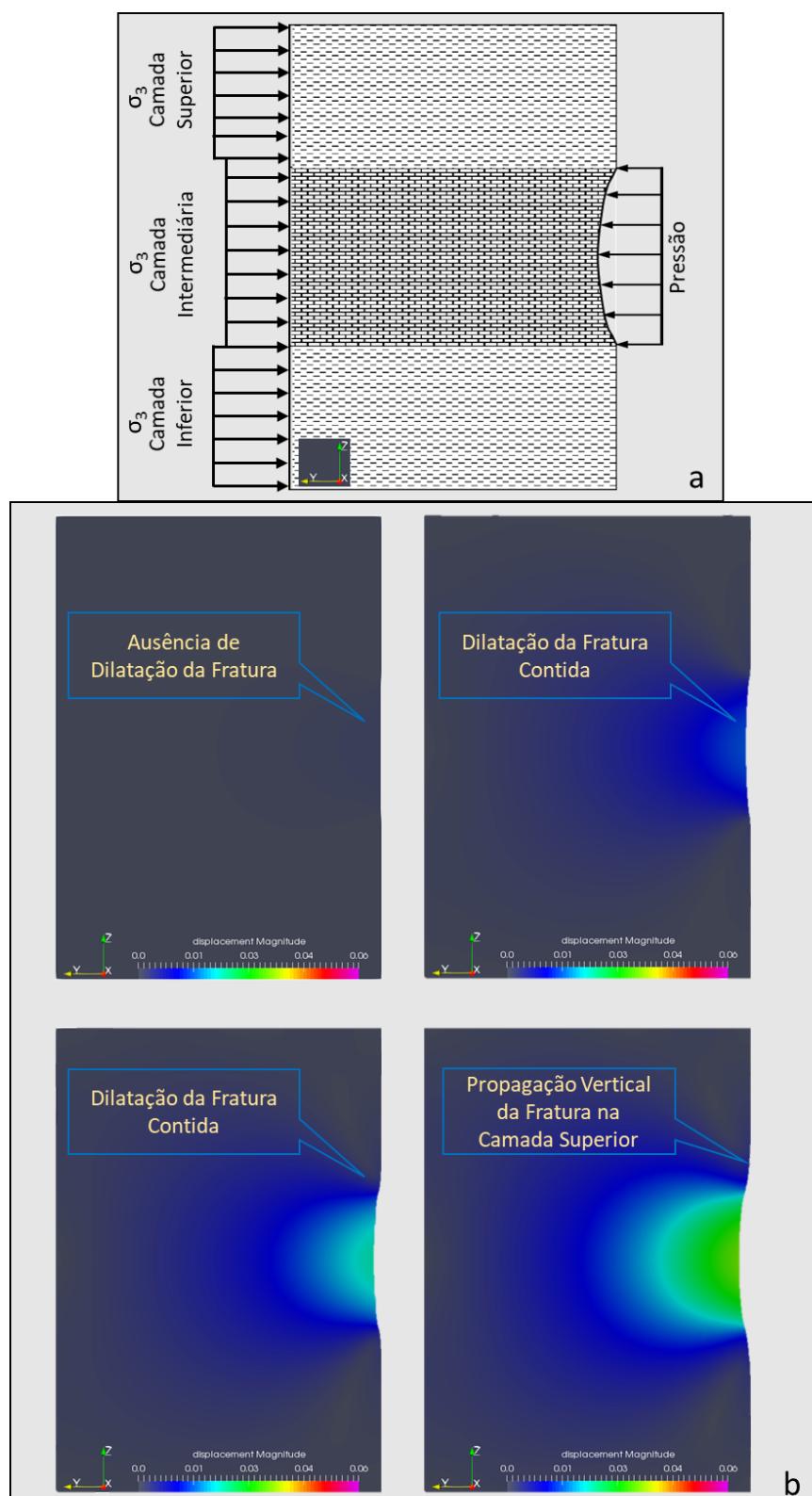


Figura 4.4 – Propagação vertical e deslocamento horizontal (escala de cores) de uma fratura em modelo de três camadas.

A representação analítica desse problema foi apresentada anteriormente por meio da eq. (3.29), em que relaciona a pressão no interior da fratura com a penetração da fratura em uma camada de maior tensão horizontal mínima. A Figura 4.5 mostra o avanço da fratura na camada superior, comparando a formulação analítica e o modelo numérico para diferentes contrastes de tensões entre as camadas ($\sigma_{h2} - \sigma_{h1}$). Para os contrastes de tensões de $0,5 \times 10^6$, $1,0 \times 10^6$ e $2,0 \times 10^6$ Pa, a tensão mínima horizontal inicial da camada intermediária foi de $34,0 \times 10^6$ Pa e para o contraste de tensões de $4,0 \times 10^6$ Pa, a tensão mínima horizontal inicial da camada intermediária foi de $32,0 \times 10^6$ Pa.

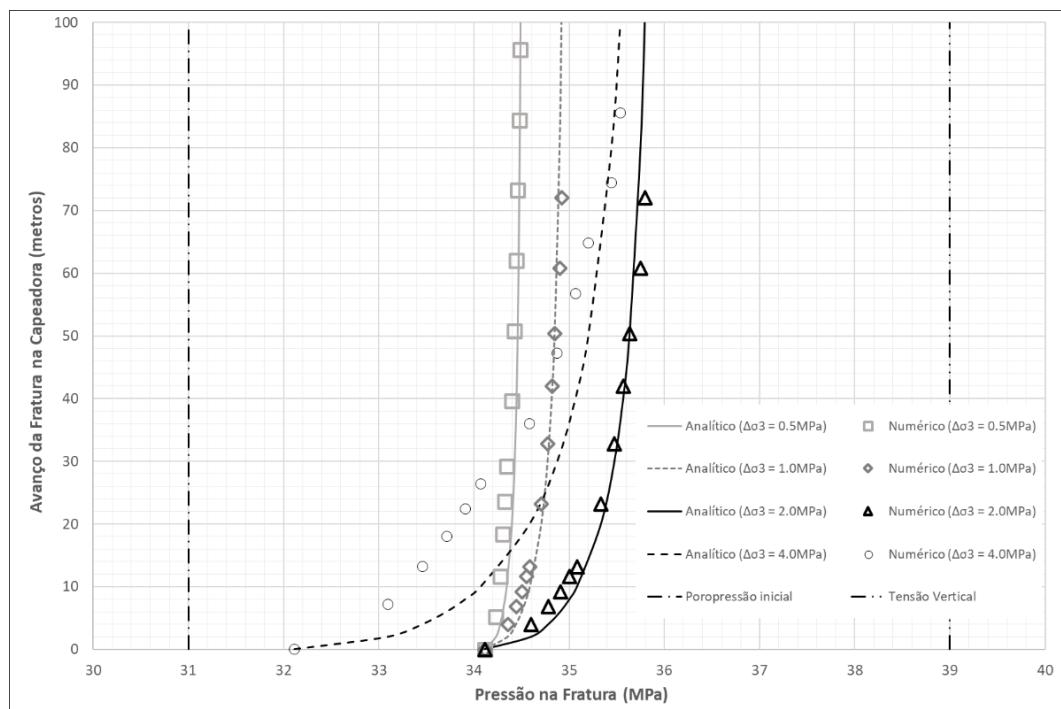


Figura 4.5 – Comparativo das alturas de fratura dos modelos analíticos e numéricos.

É possível observar que o início da propagação da fratura na camada superior inicia-se com pressões na fratura próximas à tensão mínima da camada intermediária e então “caminha” para as tensões da camada superior à medida que a fratura cresce verticalmente.

Levando-se em consideração a complexidade do problema e das dificuldades na escolha de uma malha adequada para representar o problema, o modelo numérico apresenta boa correlação com o cálculo analítico apresentado pela eq. (3.29), validando assim as simulações que serão apresentadas neste trabalho.

4.2.

Estudo de Caso

O estudo de caso tem por objetivo analisar as características relevantes na modelagem 2D do fraturamento hidráulico para melhor entender o comportamento da contenção da fratura no problema da injeção de água sob alta pressão. Para tanto, foi feito estudo de sensibilidade dos parâmetros envolvidos na modelagem 2D para então estudar conjuntamente os parâmetros mais relevantes para a contenção da fratura.

O modelo 2D aqui empregado propõe representar a região de um poço injetor de água na profundidade do reservatório e os 150 metros de rocha contidas abaixo e acima dele. A fratura formada inicialmente no reservatório está conectada ao poço injetor que provê a pressurização necessária para a sua propagação. O modelo tem características de um reservatório arenítico e de suas rochas adjacentes. As rochas estão sob uma lâmina d'água de 1.000 metros e o reservatório de 170 metros de espessura está soterrado por 1.982,50 metros de rocha.

Na Tabela 4.3 estão resumidas as principais propriedades e informações do modelo.

Tabela 4.3 – Propriedades do modelo base.

Propriedade	Valor	Unidade
Espessura do Reservatório	170	m
Profundidade de Referência	-2982,50	m
Compressibilidade do Fluido	$0,5 \times 10^{-9}$	Pa^{-1}
Viscosidade da Água	0,001 (1,0)	Pa.s (cP)
Massa Específica da Água	1,028	Kg/m^3
Fator Volume de Formação da Água (B_W)	1,0	$\text{m}^3 / \text{m}^3 \text{ std}$
Coeficiente de Concentração de Tensões Crítico (K_{lc})	$1,0 \times 10^6$	$\text{Pa.m}^{1/2}$
Taxa de Energia Total Crítica Liberada (G_{lc})	98.21	J/m^2
Pressão Inicial do Reservatório	$30,0 \times 10^6$	Pa
Profundidade do Topo do Reservatório	-2982,50	m
Profundidade da Base do Reservatório	-3152,50	m

Os gráficos da Figura 4.6 mostram os perfis das propriedades empregadas em cada camada do modelo base que foi utilizado para fazer os estudos de sensibilidade das diversas propriedades que serão apresentadas nas subseções seguintes. As propriedades foram calculadas a partir de perfilagem de um poço tipo. O modelo é do tipo *Layer-cake*, ou seja, as propriedades são distribuídas no modelo de forma que cada camada seja homogênea, porém, diferentes entre si.

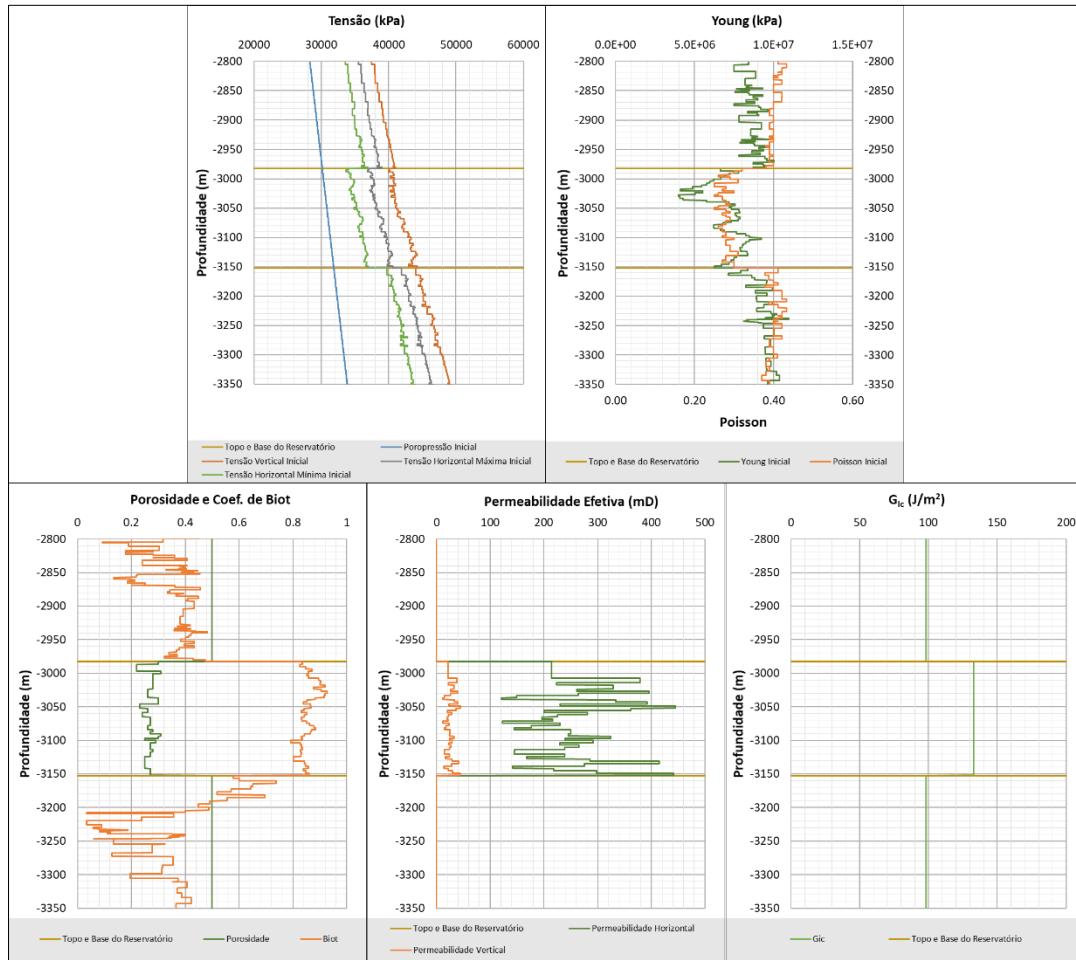


Figura 4.6 – Perfis de propriedades do modelo base.

As simulações numéricas foram conduzidas injetando-se água em toda a extensão vertical de um reservatório saturado com água. A interface do reservatório que recebe a injeção de água contém uma fratura em toda sua extensão vertical. Portanto, o fluido injetado pressuriza a fratura já existente no reservatório. A borda horizontalmente oposta do modelo é aberta ao escoamento de fluido e se mantém na pressão estática. As condições de contorno hidráulicas e mecânicas bem como o esquema hidromecânico do modelo são mostrados na Figura 4.7.

Na Figura 4.8 é apresentada a tensão mínima horizontal inicial no modelo com a representação da região que recebe a injeção de água e da semente de fratura em toda a extensão do reservatório.

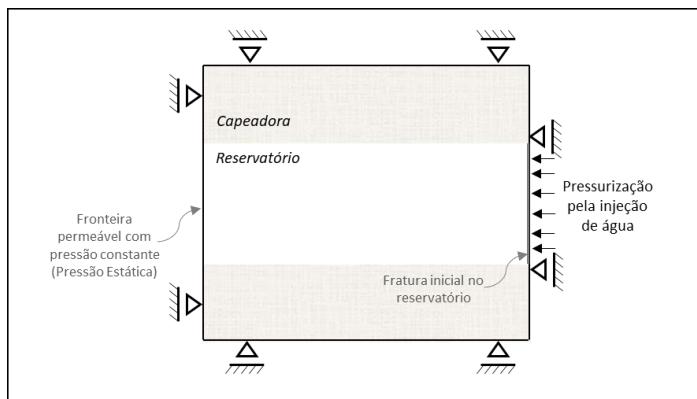


Figura 4.7 – Esquema hidromecânico do modelo e condições de contorno hidráulica e mecânica.

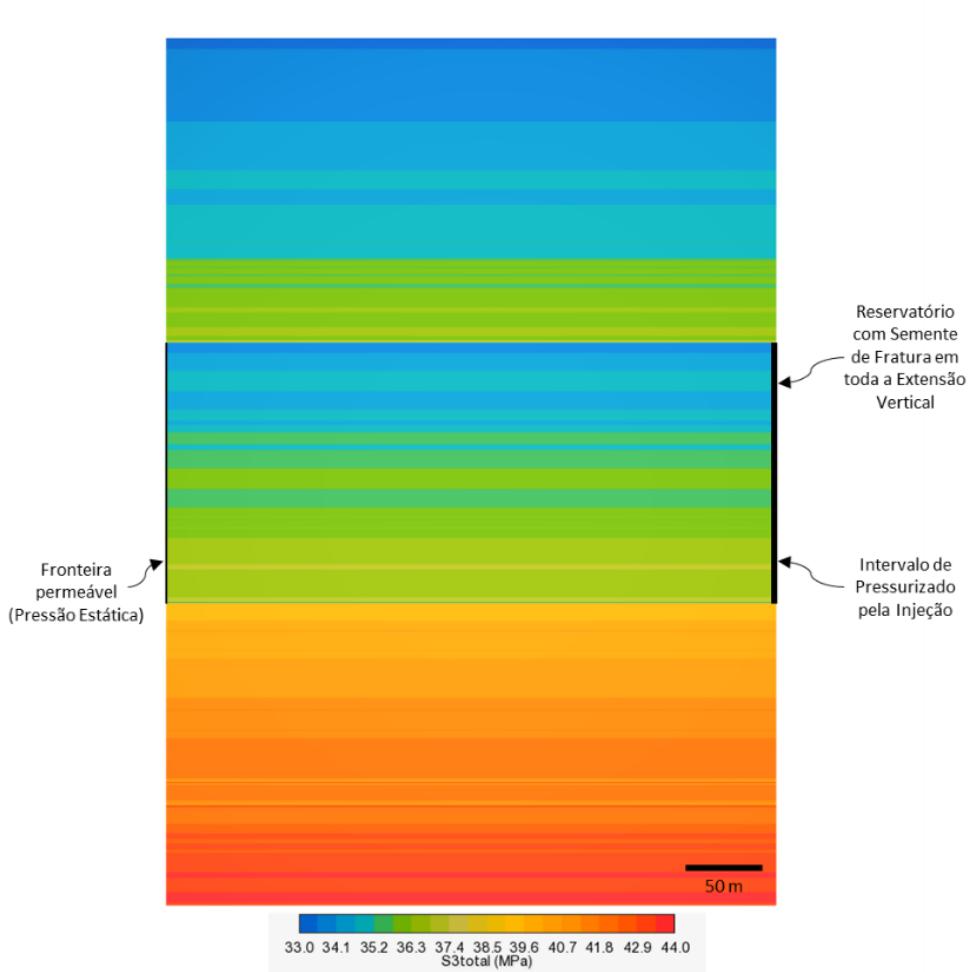


Figura 4.8 – Tensão horizontal mínima inicial no modelo *Layer-cake*.

A injeção ocorre em degraus crescentes de pressão pré-definidos (condição de contorno) que permanecem no mesmo valor tempo suficientemente longos para que o sistema hidromecânico entre em estado estacionário. À medida que a pressão de injeção aumenta, há a entrada de fluidos para o interior do reservatório. A poropressão do reservatório então aumenta e há o avanço vertical da fratura, caso o critério de propagação seja satisfeito.

Na Figura 4.9 (a) são mostradas as poropressões em uma parte do modelo base próximo ao topo do reservatório para diferentes pressões de injeção, sendo que no primeiro quadro é apresentada a poropressão inicial do sistema, e na Figura 4.9 (b) são mostradas as respectivas tensões mínimas de confinamento do caso base.

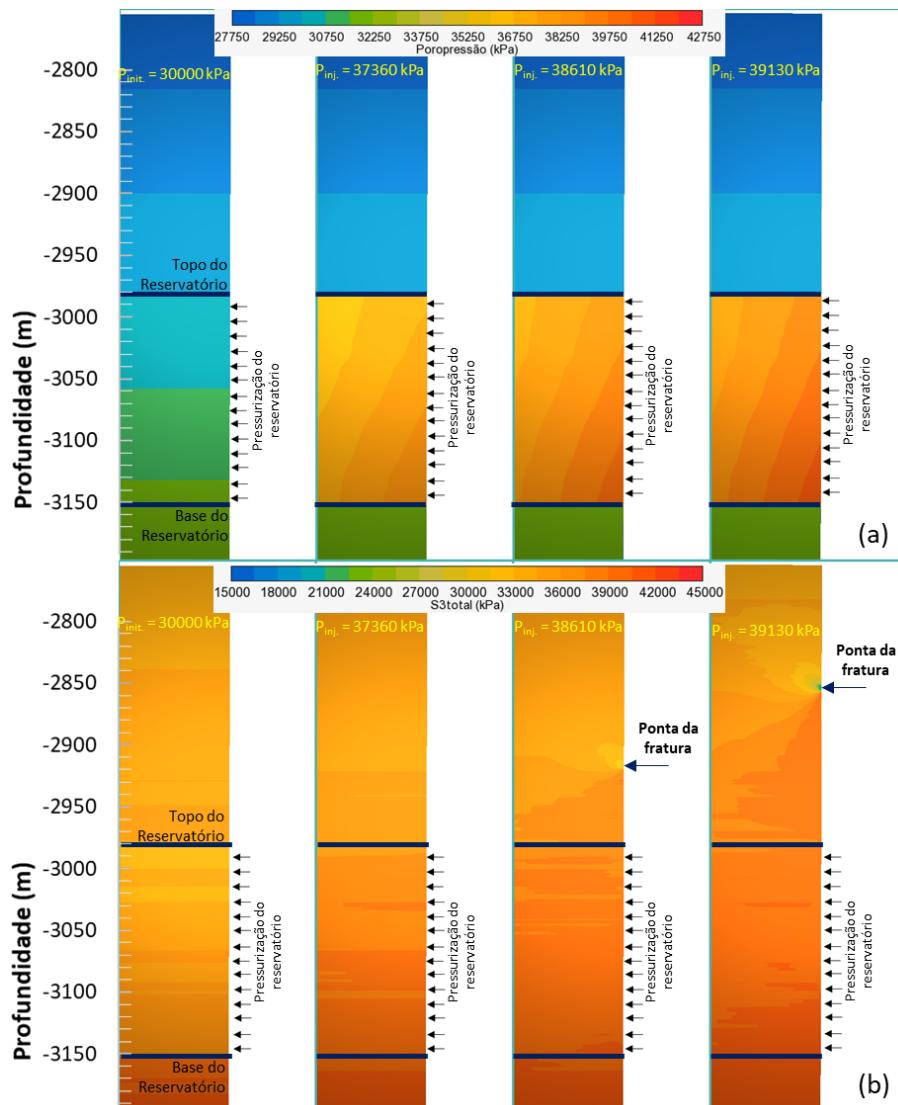


Figura 4.9 – Poropressão (a) e tensão (b) do modelo base do estado inicial ($p_p=30.000$ kPa) e para pressão na fratura de 37.360 kPa, 38.610 kPa e 39.130 kPa.

Comparando os modelos pressurizados com o estado inicial, é possível observar que, com o aumento da poropressão no interior do reservatório, há um aumento no estado de tensões mínimas. No primeiro estágio de pressurização não há propagação da fratura na rocha capeadora. Já no segundo e no terceiro estágios de pressurização há o avanço da fratura na rocha selante, identificados na Figura 4.9 (b) pelo alívio de tensões da região que ocorre a abertura da fratura, nas profundidades de -2930,50 m e -2901,50 m, respectivamente.

O comportamento da propagação vertical da fratura na rocha capeadora para sucessivos degraus crescente de pressurização pela injeção de água no reservatório, cada uma delas atingindo o estado estacionário, pode ser representado graficamente na Figura 4.10. As análises que foram feitas e que serão mostradas posteriormente tomarão este caso (caso base) como referência.

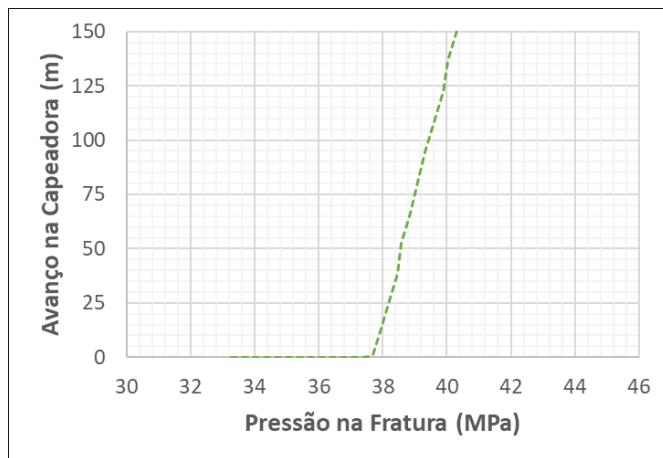


Figura 4.10 – Avanço da fratura na rocha capeadora nas condições e propriedades do caso base.

A fratura inicialmente presente em toda a extensão do reservatório começa a propagar para a rocha selante quando a pressão na fratura alcança o valor de $37,8 \times 10^6$ Pa e alcança altura de 150 metros com pressão de $40,3 \times 10^6$ Pa. Os limites horizontais do gráfico representam a poropressão inicial e a tensão vertical, ambos do caso base na profundidade de referência.

A pressão necessária para iniciar o fraturamento da rocha capeadora é maior que o valor da tensão mínima inicial dessas rochas na interface com o reservatório. A Figura 4.11 mostra um comparativo entre as tensões horizontais mínimas iniciais

do modelo (curva verde em linha cheia) e a profundidade alcançada pela fratura (curva em verde tracejada) em função da pressão na fratura requerida para que ela se propague na rocha selante. Em profundidades menores que aproximadamente -2850 metros, a pressão na fratura alcança o nível de valores da tensão vertical nessa profundidade. A partir dessa pressão, a fratura pode facilmente perder o controle verticalmente.

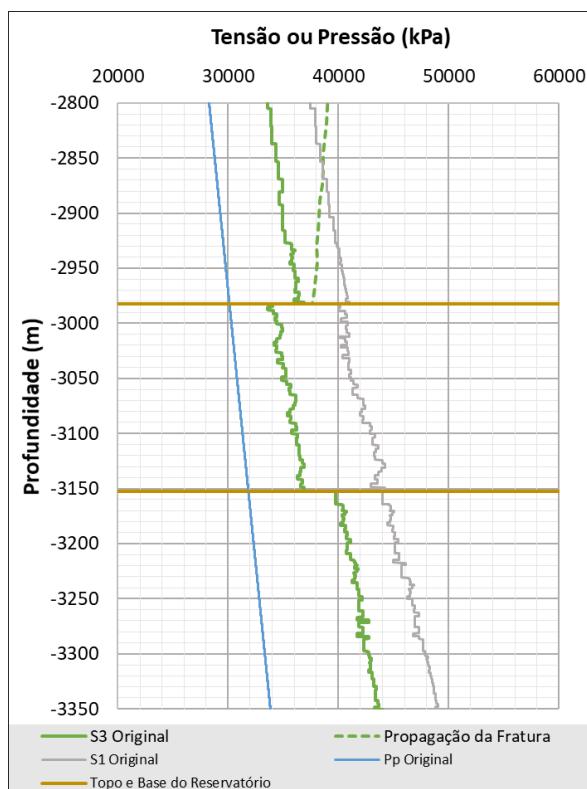


Figura 4.11 – Comparativo entre perfis de tensões iniciais e pressão na fratura necessária para sua propagação.

4.2.1.

Análise de Sensibilidade e Parâmetros Envolvidos

Nesta subseção serão apresentados os parâmetros que foram utilizados no estudo de sensibilidade e como cada um deles afeta individualmente o problema da contenção da fratura. Por fim, as informações serão agregadas e expostas de maneira que facilite a leitura dos resultados, permitindo assim, a identificação direta dos parâmetros que mais afetam a propagação da fratura hidráulica.

4.2.1.1.

Pressão de Poros (p_p)

Neste estudo de sensibilidade, assumiu-se que a pressão estática inicial do sistema pode ser diferente da assumida para o caso base, podendo ser maior ou menor. Essa situação pode ocorrer quando, no início da injeção com alta pressão, o reservatório já experimentou variações de volume no seu interior devido à produção de fluidos ou à entrada de fluidos na mesma região por injeção de outros poços. Essa mudança de poropressão no reservatório gera mudança no estado de tensões, cuja relação entre eles é dada pela eq. (3.11).

Portanto, foram simulados os casos em que no instante do fraturamento hidráulico o reservatório se encontra com $4,0 \times 10^6$ Pa de depleção e com $4,0 \times 10^6$ Pa de sobrepressão.

A Figura 4.12 apresenta o resultado da propagação da fratura na rocha capeadora desses dois casos juntamente com o caso base.

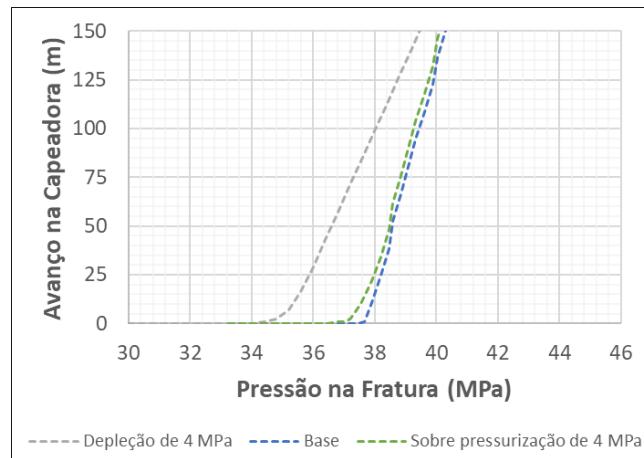


Figura 4.12 – Influência da poropressão (p_p) do reservatório devido à depleção e sobre pressurização no avanço da fratura.

Como mostrada pela eq. (3.11), a mudança na poropressão acarreta indução de tensões que, por sua vez, afetam a propagação da fratura. Como é possível observar na Figura 4.12, a depleção do reservatório parece ter maior influência na propagação da fratura, sendo necessária, portanto, uma menor pressão na fratura para que ela se expanda no reservatório e então se propague na rocha capeadora. É possível notar também que o gradiente de crescimento da fratura na capeadora é

menor no caso da depleção do reservatório, com tendência de se encontrar com as outras duas curvas em profundidades menores.

Quando existe a sobrepressurização do reservatório, dois efeitos ocorrem: i) o estado de tensões aumenta, imprimindo maior resistência à dilatação da fratura já existente no reservatório e ii) o contraste de tensões entre o reservatório e a rocha capeadora diminui, o que facilitaria a propagação de fratura na rocha capeadora. Esses efeitos combinados fazem com que a pressão de início de propagação da fratura na rocha selante seja menor que o percebido pelo caso base (Figura 4.12).

4.2.1.2.

Tensões na Capeadora

Foram feitas variações nas tensões horizontais do reservatório e da capeadora, separadamente. Essa variação teve por objetivo entender a influência não apenas do contraste de tensões entre reservatório e capeadora, mas também entender o comportamento da fratura sob diferentes condições de tensões iniciais em cada uma dessas formações.

Primeiramente foi investigada a influência do contraste de tensões entre as rochas reservatório e capeadora. Para tanto, aumentou-se em 5% e 10% a tensão na rocha capeadora. Foi possível observar que a pressão requerida para a propagação da fratura na capeadora é maior quando as tensões foram maiores.

A Figura 4.13 (a) mostra o perfil de tensão horizontal mínima com a profundidade na região próximo ao topo do reservatório para o caso base e os casos com aumento de tensão na capeadora (curvas em linha cheia), juntamente com a altura alcançada pela fratura (curvas em linha tracejada), mostrando a dependência do contraste de tensões na pressão de propagação da fratura.

Quando as tensões na capeadora são muito maiores que as tensões no reservatório, a taxa de crescimento da fratura na rocha capeadora é baixa até a pressão na fratura ficar próxima aos valores da tensão horizontal mínima. A partir desse valor de pressão na fratura, a taxa de propagação na capeadora aumenta e se mantém com mesmo valor. Esse comportamento pode ser observado analisando o caso com aumento de tensão da capeadora a 110% do valor original (Figura 4.13 (a)).

O mesmo comportamento foi observado em outros dois experimentos: i) quando diminuiu-se as tensões apenas no reservatório a 90% dos valores originais, mantendo-se os valores originais na rocha capeadora; e ii) fazendo as alterações nos dois perfis de tensões, ou seja, aumentando a tensão na capeadora a 110% e diminuindo a tensão no reservatório a 90%. Esses dois casos são mostrados na Figura 4.13 (b).

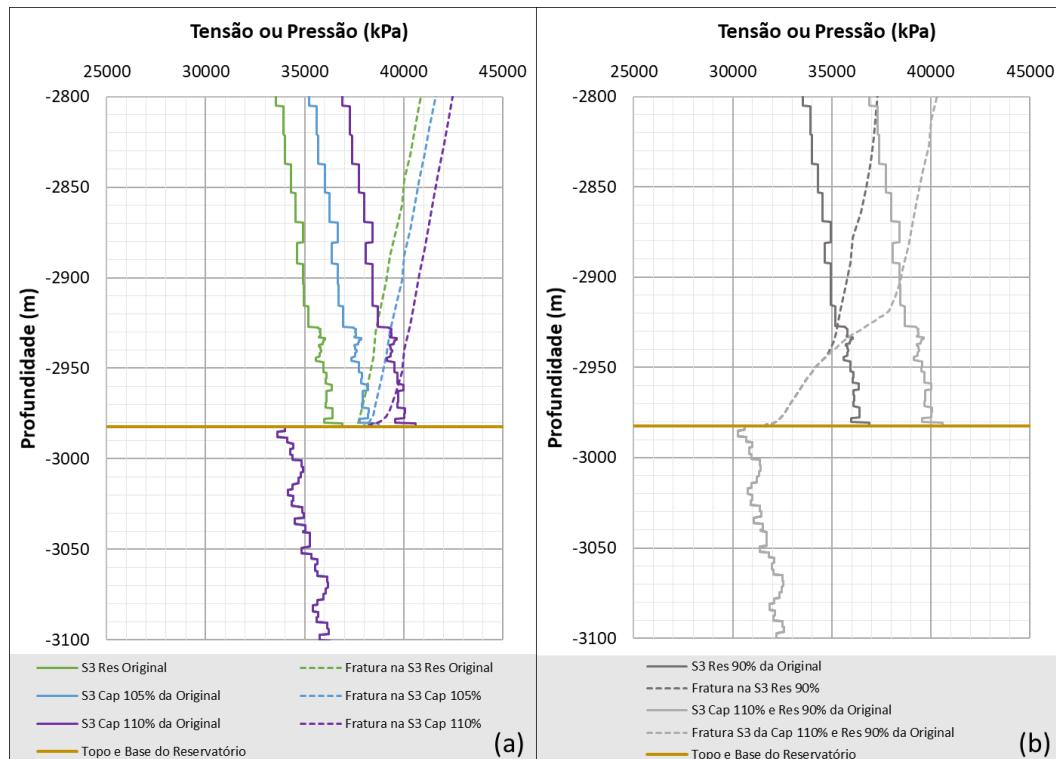


Figura 4.13 – Influência do contraste de tensões a) na pressão de propagação e b) na taxa de propagação.

Quando o contraste de tensões é pequeno (para este caso estudado, contraste aproximadamente menor que $3,0 \times 10^6$ Pa) e a pressão de propagação é próxima ou maior que a tensão horizontal mínima na capeadora, a propagação da fratura apresenta taxa média de crescimento constante, já que a distribuição de tensões ao longo da profundidade segue um gradiente médio. Entretanto, o valor de pressão a partir da qual a fratura começa a se propagar nos primeiros metros da capeadora apresenta maior dependência com a tensão horizontal mínima no reservatório. Isso se deve ao fato de haver pressão suficiente para a fratura se dilatar no reservatório e, como consequência, a ponta da fratura avança na rocha capeadora.

4.2.1.3.

Efeitos Térmicos

Os fluidos injetados nos reservatórios de petróleo por vezes chegam às formações permoporosas com temperaturas inferiores à temperatura do reservatório. Para entender a influência da temperatura nas tensões das rochas e, por consequência, entender o comportamento da propagação da fratura hidráulica sob condições de resfriamento, foram feitos testes com variações de temperatura do reservatório, variações de valores do coeficiente de expansão térmica das rochas (β_T) e variações no perfil de resfriamento da rocha capeadora, representando casos em que antes do fraturamento hidráulico o poço permaneceu injetando fluido frio por diferentes períodos.

Para as variações de temperatura, considerou que todo o reservatório representado pelo modelo foi resfriado pelo fluido de injeção e houve troca de calor entre reservatório e as rochas capeadoras por difusão térmica. A temperatura da rocha capeadora foi calculada a partir da formulação proposta por Vinsome e Westerveld (1980)

$$T(t, z) = [T_r + P z + Q z^2] e^{-2z/\sqrt{\eta t}} \quad (4.2)$$

onde, t é o tempo de resfriamento, z é a distância da capeadora ao topo do reservatório, T_r é a temperatura da interface entre o reservatório e a capeadora, P e Q são os parâmetros da equação e η é a difusividade térmica.

Para este experimento, a condutividade térmica considerada foi de $7,38 \times 10^{-7} \text{ m}^2/\text{s}$, a difusividade térmica de $1,73 \text{ W/m.}^\circ\text{C}$. Foi considerado que o reservatório inicialmente encontra-se a 65°C com gradiente geotérmico de $0,328 \text{ }^\circ\text{C/m}$. Para todos as análises dos efeitos térmicos trabalhou-se com estado estacionário hidrotermomecânico.

O primeiro experimento consistiu em variar a temperatura do reservatório modelando uma situação de longos tempos de injeção de água com diferentes temperaturas. Os valores adotados foram 35°C , 45°C , 55°C e 75°C , este último sendo o único em que o fluido é mais quente que a formação, que na prática não ocorre, mas é válido para efeito de experimento. Para essa abordagem o coeficiente de expansão térmica (β_T) adotado foi de $10,0 \times 10^{-6} \text{ } 1/^\circ\text{C}$. Neste primeiro momento, o

tempo de injeção de água considerado antes do fraturamento hidráulico foi de 5 anos. O tempo de injeção considerado influencia principalmente na troca de calor do reservatório com a capeadora por difusão, ou seja, o perfil e a distância vertical a partir do reservatório em que a capeadora apresenta mudança de temperatura.

A mudança de temperatura gera mudanças no estado de tensões. Quando há o resfriamento a rocha se contrai, diminuindo assim a tendência de compressão, o que é traduzido como alívio de tensões. Para exemplificação, foi feita uma comparação com o modelo base (isotérmico) onde é possível identificar que o efeito do resfriamento do reservatório à 45 °C confere mudança no perfil de tensões mínimas como mostrado na Figura 4.14. É possível constatar uma diminuição dos valores de tensões tanto no reservatório, onde o fluido frio entra em contato diretamente com o meio, quanto na rocha capeadora, cujo resfriamento se dá por condução.

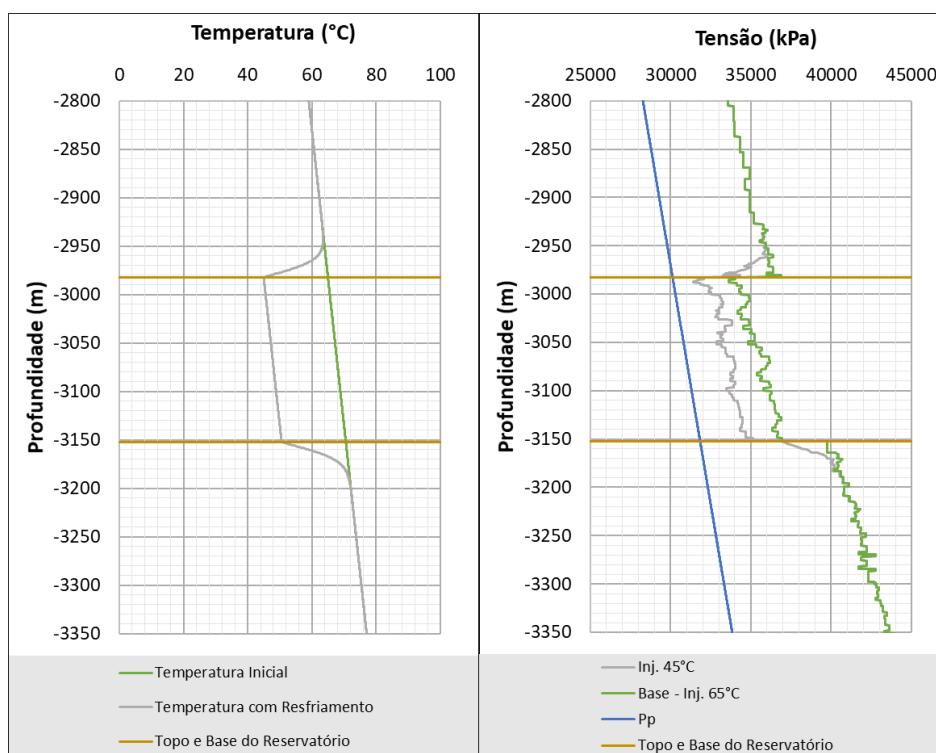


Figura 4.14 – Influência do resfriamento no estado de tensões.

Na Figura 4.15 são apresentadas as respostas das simulações conduzidas para as diferentes temperaturas de resfriamento/aquecimento citadas anteriormente. Como esperado, com menores temperaturas de injeção a fratura propaga na rocha capeadora sob menores pressões de injeção.

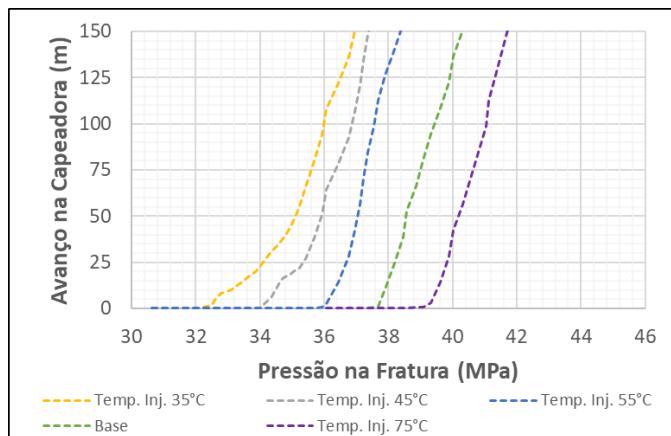


Figura 4.15 – Influência da temperatura de injeção no avanço da fratura.

Um parâmetro que influencia a forma como o resfriamento das rochas afeta o estado de tensões é o coeficiente de expansão térmica (β_T), conforme mostrado por meio da eq. (3.15). Os valores utilizados para esta análise variaram entre $5,0 \times 10^{-6} 1/{^\circ}\text{C}$ e $15,0 \times 10^{-6} 1/{^\circ}\text{C}$, sendo que o caso base tem valor de $10,0 \times 10^{-6} 1/{^\circ}\text{C}$.

Para entender o comportamento vertical da fratura hidráulica pela influência desse parâmetro, a temperatura de injeção deve ser diferente da temperatura do reservatório. Nesse caso não é possível utilizar o caso base como referência e, portanto, utilizou-se aqui o caso com temperatura de injeção de 45°C como referência para o estudo do parâmetro em tela.

Após analisar a eq. (3.15), é intuitivo esperar que quanto maior o β_T , menor é a influência da alteração da temperatura do sistema no seu estado de tensões. Vale observar que para injeção de água com temperatura abaixo da temperatura da formação, o ΔT na eq. (3.15) é negativo. Os resultados são mostrados na Figura 4.16.

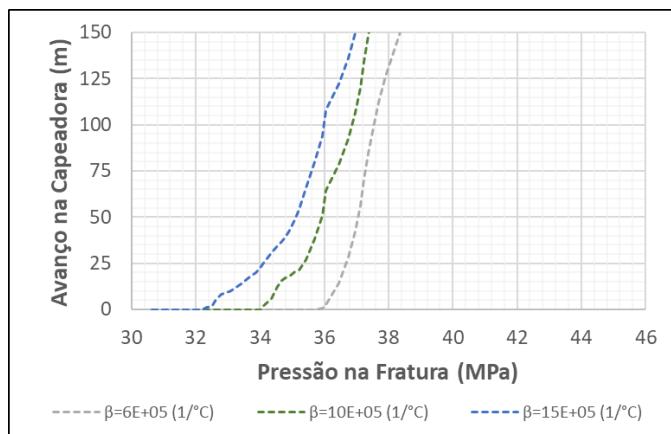


Figura 4.16 – Influência do coeficiente de expansão térmica (β_T) no avanço da fratura.

No que se diz respeito à influência térmica, o último parâmetro experimentado foi o longo tempo de injeção do fluido com temperatura diferente da formação inicial. Como este estudo está sendo conduzido para estado estacionário, a única alteração que esta variável impõe é na forma como a rocha capeadora é resfriada, alterando assim o perfil de resfriamento e o comprimento vertical do resfriamento, dependendo do longo tempo de injeção. As Figura 4.17 (a) e (b) mostram os perfis de temperatura e tensões, respectivamente, para o caso sem resfriamento e para os casos com resfriamento da capeadora por 1 ano e por 15 anos.

Como pode ser percebido na Figura 4.17 (c), o perfil de resfriamento da rocha capeadora afeta a forma como ocorre o avanço da fratura nessa rocha. Entretanto, em todas as situações, a fratura hidráulica alcança a capeadora na mesma pressão e tendem para o mesmo comprimento vertical em uma mesma pressão em profundidade longe do reservatório.

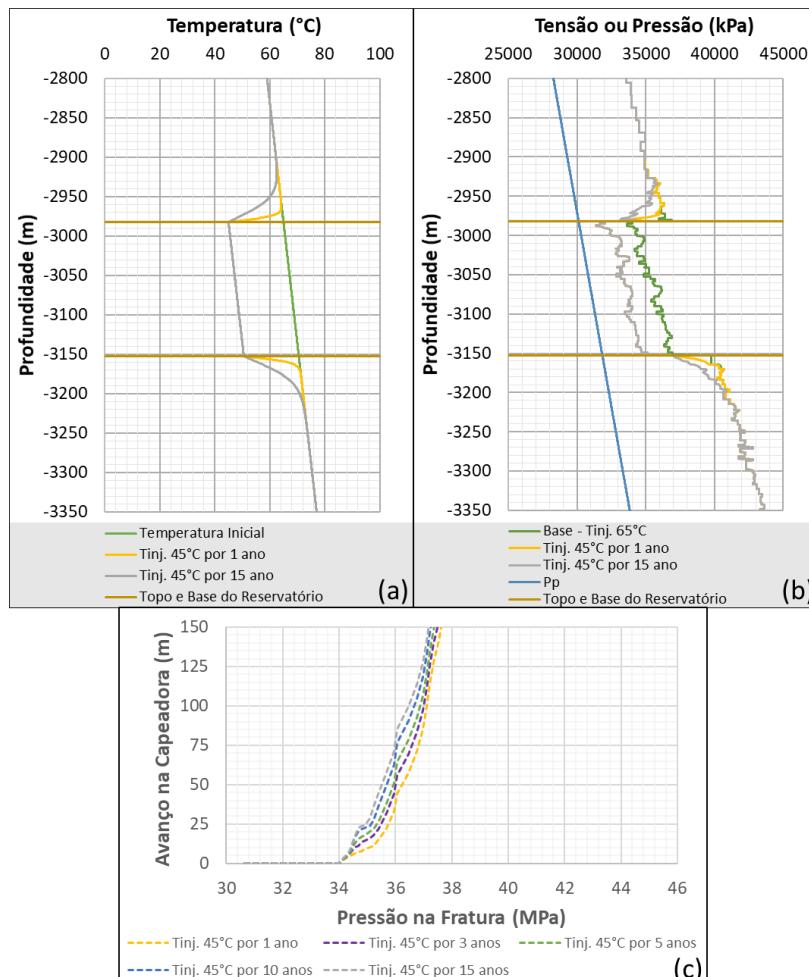


Figura 4.17 – Perfil de resfriamento das rochas (a) e a influência do tempo de resfriamento da capeadora no estado de tensões (b) e no avanço da fratura (c).

4.2.1.4.

Propriedades Elásticas

Foram feitas sensibilidades dos dois parâmetros elásticos da rocha capeadora: Módulo de Young (E) e Coeficiente de Poisson (ν). Como foi visto na eq (3.21), o G_{lc} do material é dependente desses dois parâmetros e, portanto, ele foi recalculado para cada novo valor de parâmetro testado.

Primeiramente testou-se variações entre 80% e 120% do E do caso base. Os perfis dos casos extremos são mostrados na Figura 4.18 (a), juntamente com o perfil do caso base. Os resultados das simulações numéricas para os casos com variações do E de 80% e 120% são mostrados na Figura 4.18 (b) onde é possível constatar a sua influência na propagação da fratura hidráulica na rocha capeadora.

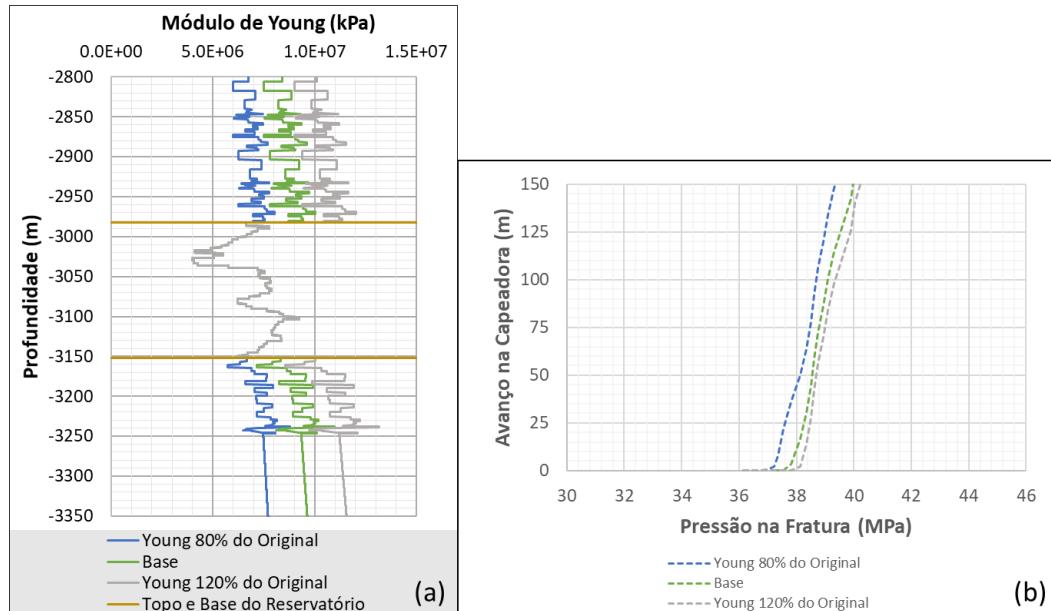


Figura 4.18 – Perfis de Módulo de Young (E) e a influência do parâmetro elástico no avanço da fratura.

Em seguida, foram testadas variações entre 90% e 110% do Coeficiente de Poisson do caso base. Os perfis dos casos extremos são mostrados na Figura 4.19 (a) e os resultados das simulações numéricas são mostrados na Figura 4.19 (b). Assim como percebido nas variações no Módulo de Young, o Coeficiente de Poisson também influencia na contenção da fratura.

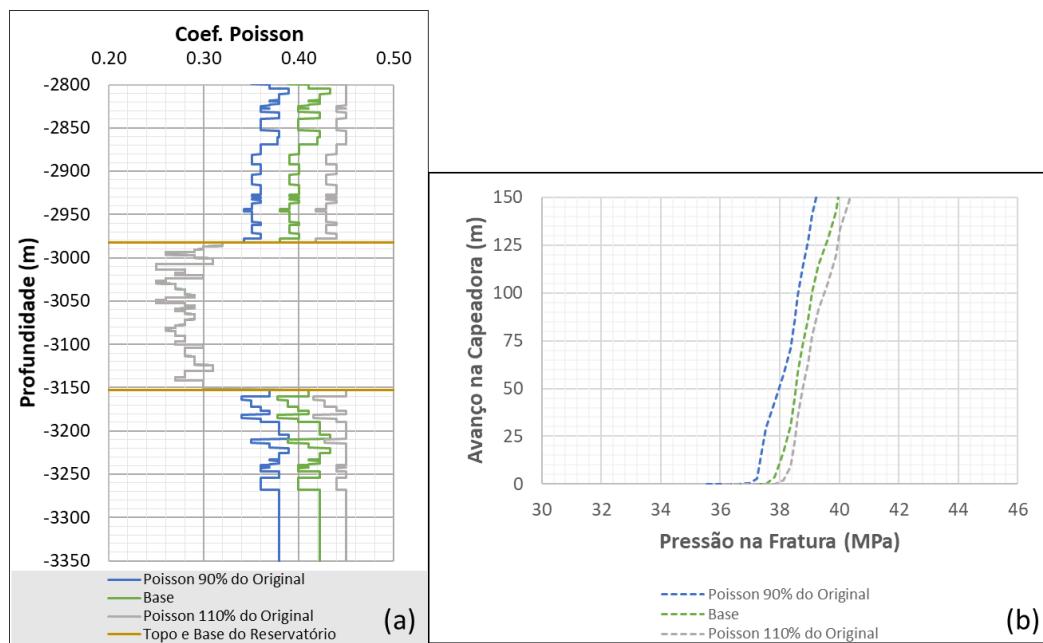


Figura 4.19 – Perfis de Coeficiente de Poisson (ν) e a influência do parâmetro elástico no avanço da fratura.

Com o objetivo de obter casos com os valores extremos em conjunto, foram estudados ainda dois casos contendo os menores valores de E e ν em um modelo (respectivamente 80% e 90% dos valores do caso base) e, em um outro modelo, os maiores valores de E e ν , respectivamente, 120% e 110% dos valores do caso base (Figura 4.20 (a)).

Por fim, com o intuito de verificar a influência dos valores opostos, maiores valores de um parâmetro com os menores valores do outro, mais dois modelos foram simulados (Figura 4.20 (b)): um contendo os maiores valores de E em conjunto com os menores valores de ν (120% de E e 90% de ν em relação ao caso base) e outro modelo contendo os valores trocados (80% de E e 110% de ν em relação ao caso base).

Para entender melhor qual das duas propriedades exerce maior influência na contenção da fratura para o caso estudado, um último experimento foi realizado em relação às propriedades elásticas. Foi feita uma alteração no Módulo de Young e no Coeficiente de Poisson de tal forma que os dois casos resultem em um mesmo valor de G_{Ic} . Para isso, utilizou-se valores de E de 104% do valor do caso base e de ν de 110% do valor original, os dois casos resultando G_{Ic} de $94,71 \text{ J/m}^2$. A alteração no Coeficiente de Poisson resultou em alteração mais significativa na contenção da fratura quando comparado ao caso com alteração no módulo de Young, como pode

ser verificado na Figura 4.20 (c). A Figura 4.20 (c), mostra um ligeiro aumento na pressão requerida para a propagação da fratura quando a alteração é no Coeficiente de Poisson enquanto a alteração no Módulo de Young, para o mesmo valor de G_{Ic} , não resultou em alteração significativa na contenção da fratura em relação ao caso base.

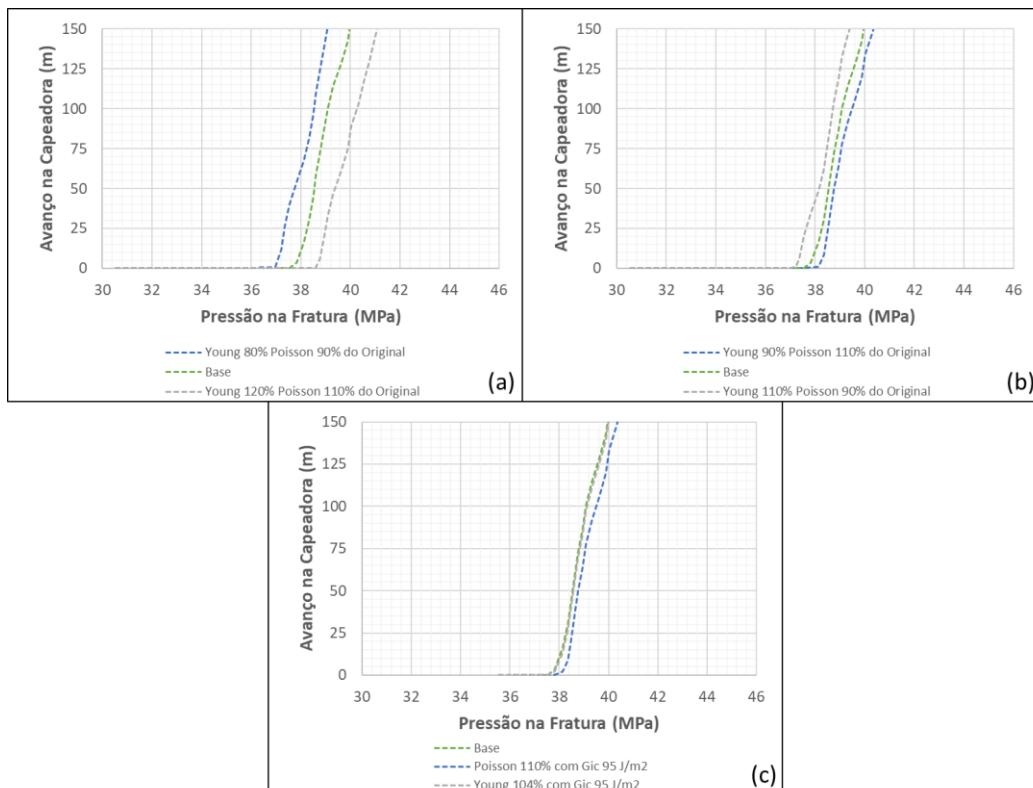


Figura 4.20 – Influência do parâmetro elástico em conjunto no avanço da fratura: (a) casos com 80% do E e 90% do ν e 120% do E e 110% do ν ; (b) casos com 80% do E e 110% do ν e 90% do E e 120% do E e 110% do ν ; (c) casos com 104% do E e 110% do ν .

4.2.1.5.

Energia Livre de Griffith Crítica (G_{Ic})

A taxa de energia total crítica liberada na propagação da fratura em Modo I do material foi o parâmetro utilizado na comparação para o critério de propagação da fratura e apresenta incertezas em seu valor. O G_{Ic} é um parâmetro de difícil determinação experimentalmente. Já o fator de intensidade de tensões (K_{Ic}), que abriga relação com o G_{Ic} , como foi mostrado por meio da eq. (3.21), é mais fácil ser determinado em testes laboratoriais. Chandler *et al.* (2016) fazem um resumo de valores

para o K_{Ic} de seus experimentos e valores originários de outros autores para diferentes tipos de rochas. Os valores, em sua maioria variam entre 0,5 e 2,0 MPa.m^{1/2}. Senseny e Pfeifle (1984) anteriormente reportaram valores também próximo a estes valores para arenitos e folhelhos.

Portanto, neste experimento, variou-se K_{Ic} entre 0,5 e 2,0 MPa.m^{1/2}, o que equivale a G_{Ic} entre 24 e 392 J/m², ¼ e 4 vezes o valor do G_{Ic} do modelo base, respectivamente. Os resultados para os valores extremos de G_{Ic} , bem como o do caso base, são apresentados na Figura 4.21.

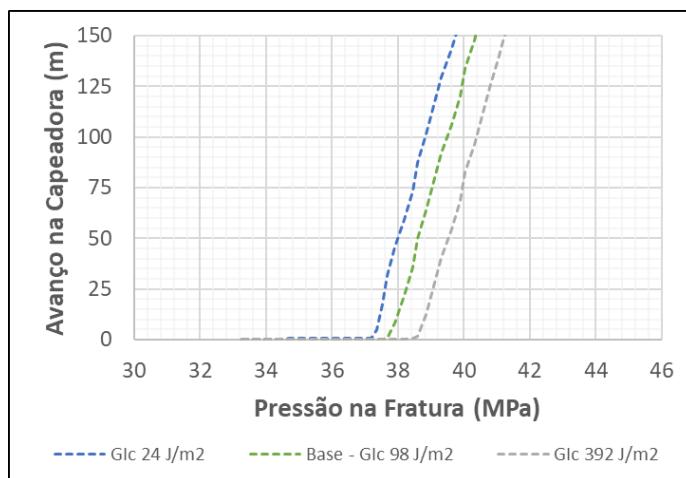


Figura 4.21 – Influência do G_{Ic} na contenção da fratura.

Foi possível confirmar a necessidade de taxas maiores de energia elástica liberadas, aqui percebido na forma de maiores pressões na fratura, para exceder os maiores valores críticos, G_{Ic} .

4.2.1.6.

Dano à Permeabilidade da Formação

Em tempos em que o descarte de água produzida fica mais restrito, a necessidade de reinjetar a água produzida é cada vez mais frequente. Entretanto, juntamente com a água, materiais particulados e matérias orgânicas são forçados a entrar no reservatório, danificando as propriedades permoporosa dessas formações.

Para investigar a influência do dano na formação permoporosa na interface do poço injetor, foram estudadas variações tanto no valor da permeabilidade da película de dano quanto na profundidade do dano na direção horizontal do

reservatório. No modelo, o dano foi representado por camadas verticais no reservatório próximas à interface que ocorre a pressurização pela injeção. Nessas camadas verticais de profundidades horizontais restritas, foram alteradas as permeabilidades efetivas (k_s) proporcionalmente à permeabilidade efetiva do modelo base (k_w). A Figura 4.22 mostra a representação das permeabilidades da formação e da região de dano em um dos modelos utilizados na análise de sensibilidade.

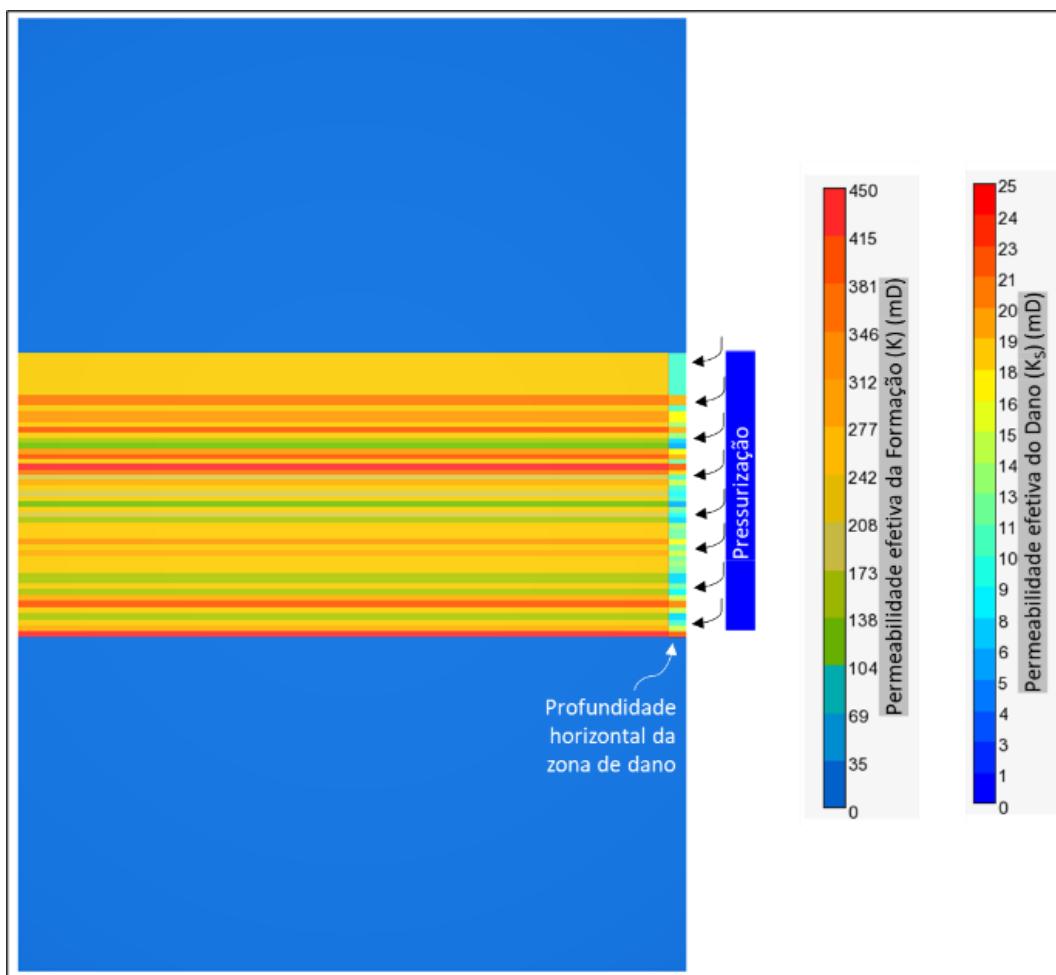


Figura 4.22 – Permeabilidades da formação e da região de dano do modelo em que a permeabilidade do dano é 5% da original com profundidade horizontal de 10 metros.

Os valores para k_s investigados foram de 0%, 2% e 5% da permeabilidade efetiva original (k_w). Já a profundidade do dano na formação investigada foi de 1, 5, 10 e 20 metros. A Figura 4.23 mostra alguns dos resultados.

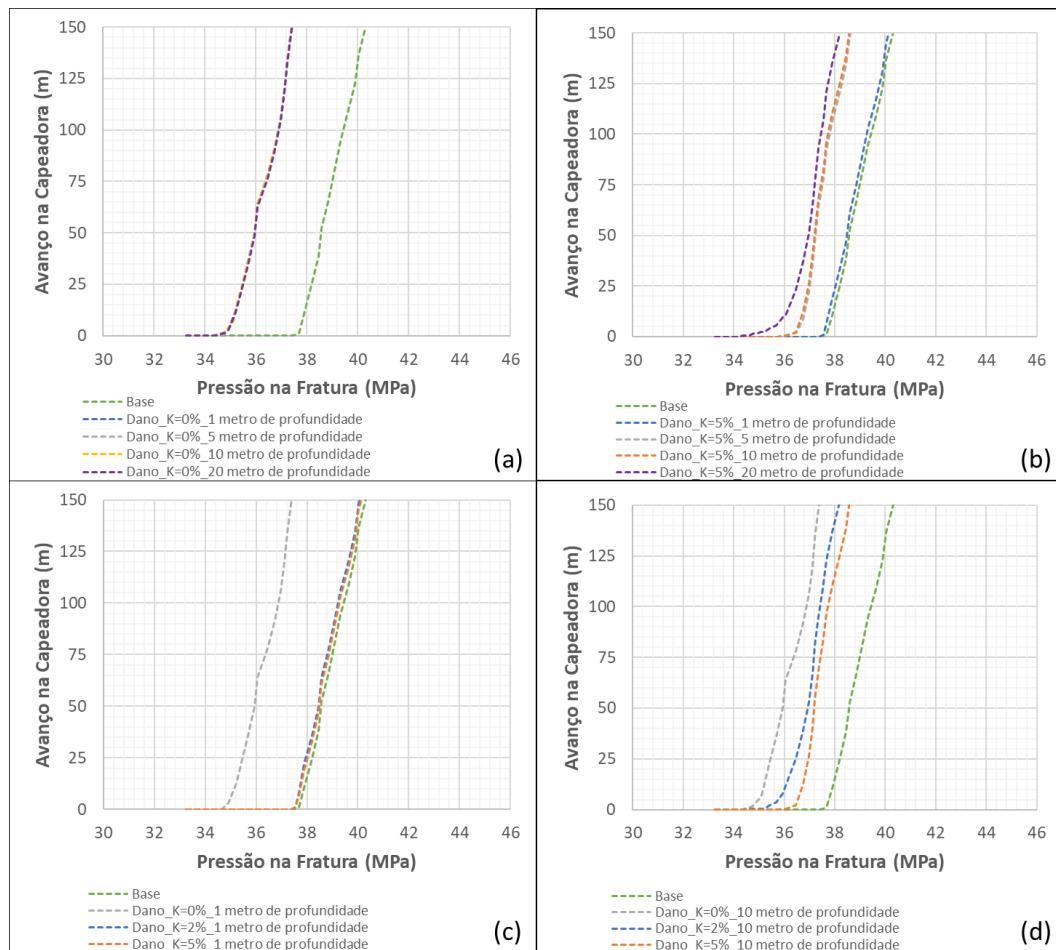


Figura 4.23 – Influência do dano à formação no avanço da fratura: (a) permeabilidade do dano nula; (b) permeabilidade do dano 5% da original; (c) profundidade do dano de 1 metro; e (d) profundidade do dano de 10 metros.

Todos os casos estudados em que o dano à formação foi extremo, ou seja, permeabilidade efetiva nula ($k_s = 0$), tiveram o mesmo comportamento de redução da pressão requerida para o avanço da fratura na rocha capeadora, como pode ser visto na Figura 4.23 (a). Sem a difusão do fluido (*leakoff*) para a formação permi-
porosa não há dissipação da pressão da fratura, tampouco aumento das tensões da rocha reservatório pela sua pressurização, facilitando, portanto, a expansão da fratura no reservatório com o consequente avanço para a rocha capeadora.

Quando é feita a comparação dos modelos com permeabilidades não nulas, o comportamento do avanço da fratura é diferente. A comparação em relação à pro-
fundidade alcançada pelo dano, mostra que conforme o dano alcança profundidades maiores, a pressão na fratura necessária para a sua propagação diminui. A Figura 4.23 (b) mostra as respostas de propagação da fratura para a variação da profundi-
dade horizontal do dano nos casos em que as permeabilidades da zona danificada

são 5% das permeabilidades do modelo original. O dano age como barreira à entrada da água para o reservatório. O aumento da região danificada acarreta menos filtração de fluidos para a formação permoporosa. Isso faz com que as tensões totais na região de expansão da fratura não aumentem, ficando mais fácil sua dilatação e consequente propagação para a rocha capeadora. Para exemplificar o exposto, nas Figura 4.24 (a) e (b) são mostradas as poropressões dos modelos com profundidade de zona danificada de 1 e 5 metros, respectivamente, e pressão de injeção de 35,080 kPa e nas Figura 4.24 (c) e (d), são mostradas as respectivas tensões mínimas confinantes. É possível perceber que o estado de tensões da Figura 4.24 (c) no reservatório está maior devido à maior poropressão interna. Com isso, há uma resistência maior contra o movimento de abertura da fratura.

Na Figura 4.23 (c) é possível observar que, para regiões de danos pouco profundas, neste caso com espessura do dano de 1 metro, não faz diferença a permeabilidade da zona danificada na propagação da fratura para a capeadora. Isso porque a pequena região de dano horizontal não é capaz de agir como barreira severa ao escoamento da água para o reservatório.

Já quando a região horizontal atingida pelo dano é maior, a variação da permeabilidade da zona danificada exerce influência no estado de tensões do meio. A Figura 4.23 (d) mostra que, para a profundidade da zona danificada de 10 metros, quanto mais intenso o dano, menor a pressão na fratura requerida para que ela se propague na rocha capeadora.

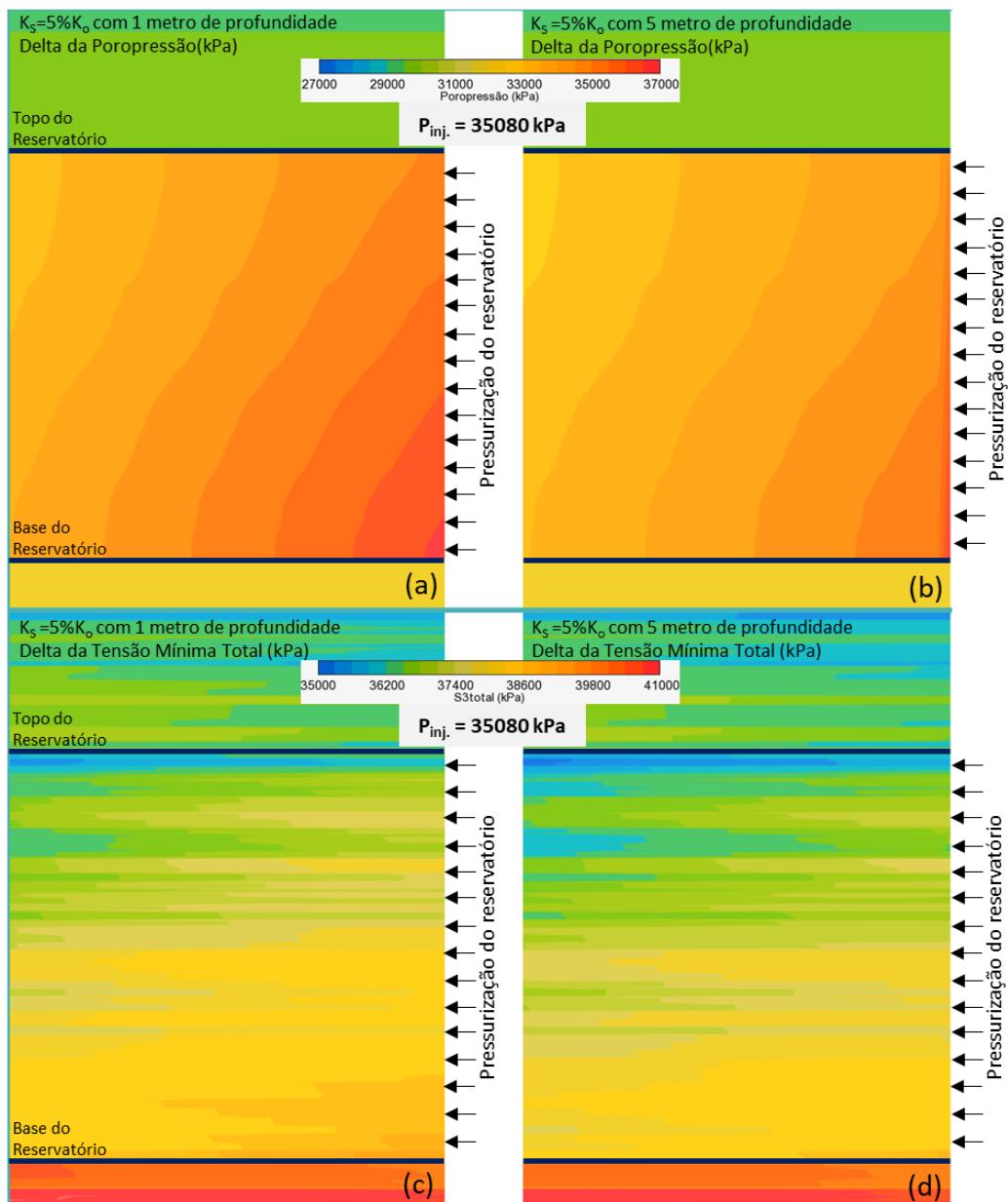


Figura 4.24 – Modelos com 1 e 5 metros de profundidade de zona danificada no estágio de pressurização da fratura de 35.080 kPa, comparando as poropressões (a) e (b) e as tensão mínimas totais (c) e (d).

4.2.1.7.

Distância do Início da Fratura ao Topo do Reservatório

Até aqui, a premissa foi que toda a extensão do reservatório tem área aberta ao escoamento de fluidos e que em toda a sua extensão vertical existe semente de fratura, ou seja, local onde a fratura irá se iniciar. Neste subitem foram feitas

sensibilidades levando em consideração que nem toda a extensão do reservatório existe uma *seed* de fratura, mas apenas em determinadas regiões localizadas da interface de pressurização do reservatório.

Foram conduzidas simulações numéricas em que se testou sementes de fratura em intervalos de 3 metros de altura em diferentes posições verticais do reservatório. Neste experimento, a injeção é distribuída e se dá em toda a extensão do reservatório, sendo testadas apenas variações na profundidade do início da fratura. Os intervalos escolhidos, A, B, C e D, foram baseados nos picos de mínimo do perfil de tensão horizontal mínima do caso base, como mostrado na Figura 4.25 (a) e (b).

Na Figura 4.25 (c) é mostrado o resultado das simulações numéricas dos casos em que a semente de fratura ocorre em diferentes pontos, tendo o topo do reservatório como a profundidade de referência para o avanço vertical da fratura.

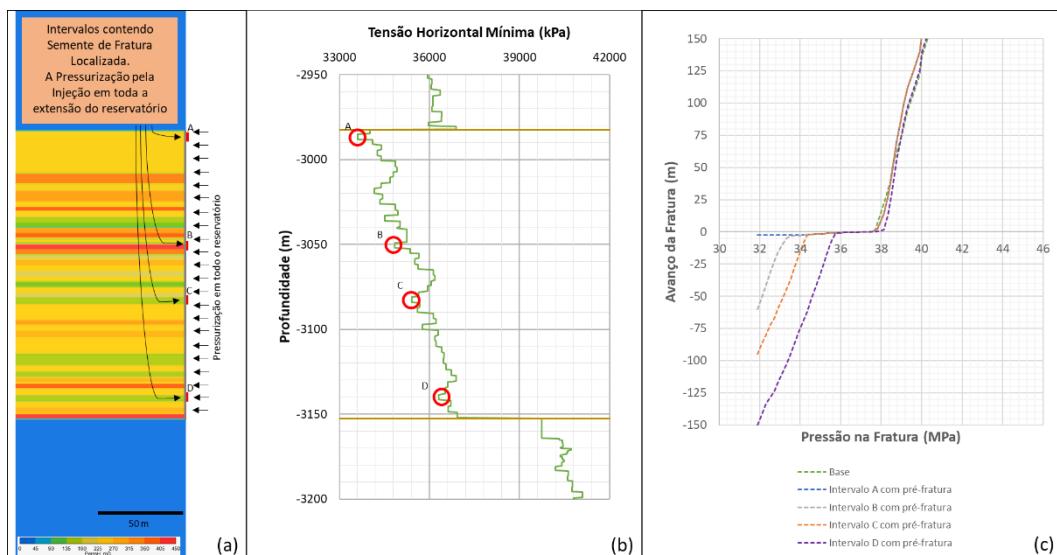


Figura 4.25 – Localização das sementes de fratura dos diferentes casos (a) no modelo contendo a permeabilidade horizontal e (b) no perfil de tensão horizontal mínima e (c) o avanço da fratura no reservatório e na rocha capeadora.

Para o cenário estudado, a distância da *seed* da fratura ao topo do reservatório parece não exercer muita influência na propagação da fratura na rocha capeadora. Provavelmente a pressurização distribuída em todo o comprimento vertical do reservatório faz com que as tensões totais das rochas aumentem e, portanto, a pressão na fratura quando ela alcança o topo do reservatório não é suficiente para a dilatação da mesma com consequente propagação na capeadora.

O caso em que a fratura se inicia mais distante do topo do reservatório apresentou ligeira diferença de pressão requerida para o início da propagação da fratura na rocha capeadora, mesmo assim não significativo. É possível notar também que o contraste de tensões consegue conter o avanço da fratura na rocha capeadora.

Outra análise de sensibilidade constituiu em considerar que, além da existência da semente de fratura em diferentes profundidades, a injeção de água no reservatório inicialmente ocorre apenas no intervalo em que existe a *seed* de fratura. Baseado em dados de campo, este cenário de difusão inicial do fluido no reservatório concentrado na região onde ocorre a primeira fratura é o mais realista.

Tanto o intervalo de injeção e de início da fratura, localizados em profundidades específicas, como o resultado das simulações numéricas de contenção da fratura para esses casos são apresentados na Figura 4.26.

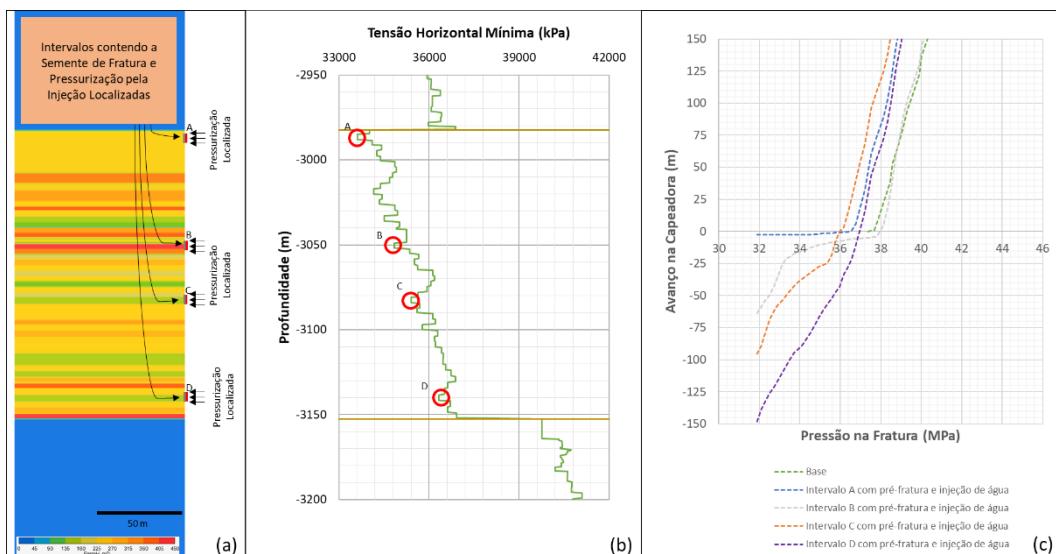


Figura 4.26 – Localização das sementes de fratura e injeção localizadas dos diferentes casos (a) no modelo contendo a permeabilidade horizontal e (b) no perfil de tensão horizontal mínima e (c) o avanço da fratura no reservatório e na rocha capeadora.

Os comportamentos da propagação da fratura, tanto no reservatório quanto na capeadora, são diferentes dos casos em que se tem a injeção distribuída e apenas a semente de fratura restrita aos intervalos. Os casos em que a injeção é mais profunda (intervalos C e D), a ‘barreira’ que é formada entre o reservatório e a capeadora não é percebida pela fratura, provavelmente pelo fato de que a fratura nesse ponto já tem extensão significativamente longa. Como foi visto na eq. (3.22), nesse caso, o termo da tenacidade fica desprezível, bastando para a propagação, apenas a

necessidade de a pressão no interior da fratura ser maior do que a menor tensão confinante.

A fratura formada a partir do intervalo B não segue a tendência das demais pois o intervalo que começa a injeção de água e a semente de fratura tem permeabilidade efetiva maior que os demais intervalos. Com isso, há uma filtração maior do fluido na formação porosa fazendo com que haja um aumento da tensão total da vizinhança, dificultando, portanto, a dilatação da fratura existente e a propagação dela verticalmente.

4.2.2.

Variáveis de Maior Influência na Contenção da Fratura

Nos subitens acima foram discutidas as principais propriedades que influenciam individualmente no problema da contenção da fratura. Uma visão geral das propriedades faz-se necessária a fim de facilitar as análises acerca de quais parâmetros são mais sensíveis para a propagação da fratura na rocha capeadora.

Primeiramente, foram extraídos dos resultados expostos nos subitens anteriores os valores das pressões das quais as fraturas alcançam os primeiros metros da rocha capeadora bem como as pressões das quais as fraturas alcançam os 150 metros acima do topo do reservatório. Os dados dos casos mais representativos foram compilados e são apresentados na Tabela 4.4. A tabela apresenta além da descrição resumida dos casos e as pressões mencionadas, a identificação abreviada das simulações das propriedades para facilitar a visualização dos dados graficamente.

A Figura 4.27 mostra os dados da Tabela 4.4 de forma gráfica. Nele, cada raio representa uma das principais propriedades testadas, abreviadas de acordo como especificado na Tabela 4.4. O comprimento do raio representa a pressão na fratura que, para cada caso estudado, mostra os valores de pressões necessárias para a fratura atingir a rocha capeadora (marcadores circulares em azul) e para a fratura atingir 150 metros da capeadora acima do topo do reservatório (marcadores quadrados em laranja). A área hachurada em verde representa o intervalo de pressões de propagação da fratura hidráulica do caso base, que também está com os marcadores destacados em verde, e serve apenas como referência para comparação com os demais casos.

Tabela 4.4 – Pressão da fratura necessária para que ela alcance a rocha capeadora e 150 metros da capeadora acima do topo do reservatório.

Caso Simulado	Identificação do Caso	Fratura alcança primeiros metros da Capeadora (MPa)	Fratura alcança 150 metros da Capeadora (MPa)
Base	Base	37.68	40.31
Pressão estática Inicial 26 MPa	Pei26	38.58	41.28
Pressão estática Inicial 34 MPa	Pei34	35.22	37.68
Depleção do reservatório de 4 MPa	Pp-4	34.80	39.60
Pressurização do reservatório de 4 MPa	Pp+4	37.36	40.31
Tensões horizontais na Capeadora em 90% da Original	S3Cap90%	37.54	40.31
Tensões horizontais na Capeadora em 110% da Original	S3Cap110%	38.86	42.00
Tensões horizontais do Reservatório em 90% e da Capeadora em 110% da Original	S3Res90%Cap110%	32.33	39.89
Temperatura de resfriamento 35°C	Ti35	32.49	36.97
Temperatura de resfriamento 75°C	Ti75	39.31	41.78
Coeficiente de Expansão Térmica 6E+05 (1/°C) à 45°C	Beta6E+5	36.06	38.46
Coeficiente de Expansão Térmica 15E+05 (1/°C) à 45°C	Beta6E+15	32.49	36.97
Tempo de Injeção de 1 ano à 45°C	Ti1a	34.35	37.68
Tempo de injeção de 15 anos à 45°C	Ti15a	34.07	37.22
Módulo de Young da Capeadora a 90% da Original	E90%	37.36	39.89
Módulo de Young da Capeadora a 110% da Original	E110%	37.82	40.02
Coef. de Poisson da Capeadora a 90% da Original	ni90%	37.22	39.31
Coef. de Poisson da Capeadora a 110% da Original	ni110%	38.13	40.55
Módulo de Young 80% e Coef. de Poisson da Capeadora a 90% da Original	EniMin%	36.98	39.09
Módulo de Young 120% e Coef. de Poisson da Capeadora a 110% da Original	EniMax%	38.62	41.23
Glc equivalente a um Kic de metade do Klc Original	Glc_eq50%Klc	37.22	39.89
Glc equivalente a um Kic de 2 vezes o Klc Original	Glc_eq200%Klc	38.58	41.28
Fratura Pré-existente e injeção no intervalo 'B'	SeedB	38.13	40.31
Fratura Pré-existente e injeção no intervalo 'C'	SeedC	36.16	38.50
Dano com Perm. Zero	S_K0%	34.92	37.54
Dano com 5% da Permeabilidade Original com profundidade de 20 metros	S_K5%_20m	35.22	38.46

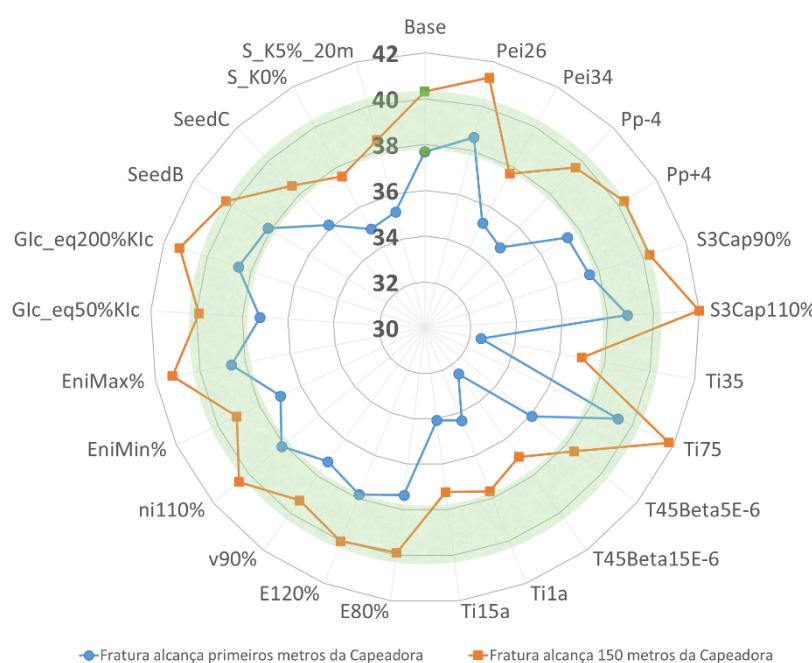


Figura 4.27 – Diagrama comparativo da influência da variação de propriedades na contenção da fratura em função da pressão interna da fratura.

É possível observar na Figura 4.27 que os casos em que se variou apenas as propriedades das rochas (E , v e G_{Ic}) ficaram com intervalo de pressões muito parecidos com o do caso base (área hachurada), não afetando significativamente a contenção da fratura. Já os casos estudados em que a alteração foi no estado de tensões, ou em propriedades que alteram essa característica do sistema, apresentaram as maiores diferenças no comportamento da propagação da fratura em relação ao caso utilizado como referência.

Outra forma utilizada para visualizar os resultados foi ranquear os casos pelo desvio de pressão de propagação com relação ao caso base. São apresentados nas Figura 4.28 e Figura 4.29 os intervalos de pressões necessárias para a fratura avançar à rocha capeadora (primeiros metros) e alcançar a altura de 150 metros acima do topo do reservatório em cada modelo. Os casos foram classificados pela pressão do início da propagação da fratura (Figura 4.28) e pela pressão em que ela alcança sua altura máxima (Figura 4.29).

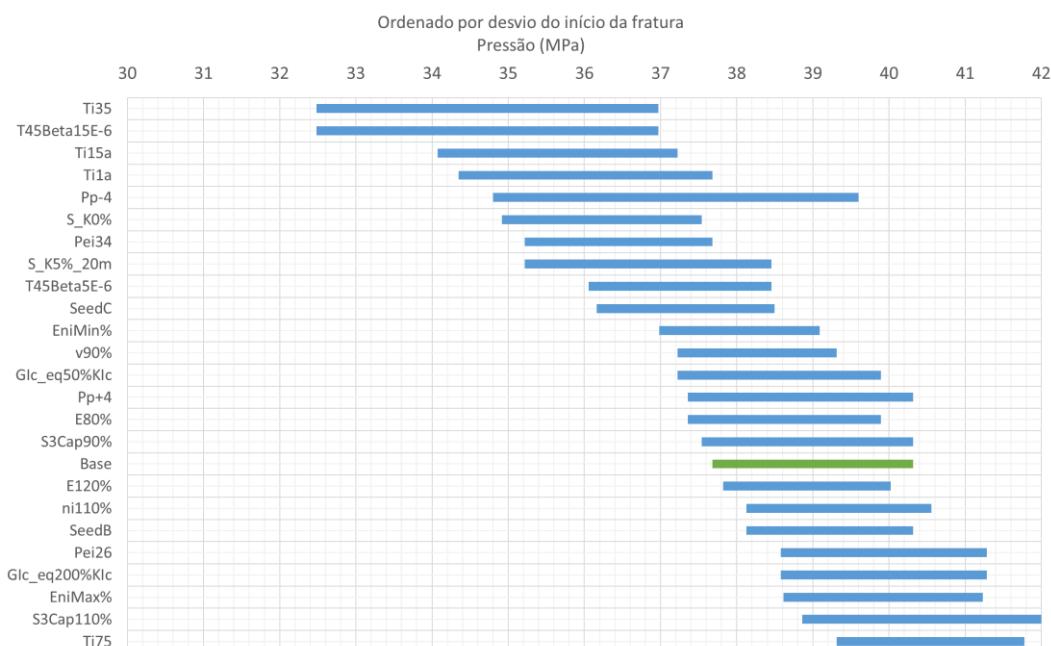


Figura 4.28 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelas pressões na fratura em que a fratura hidráulica alcança a rocha capeadora.

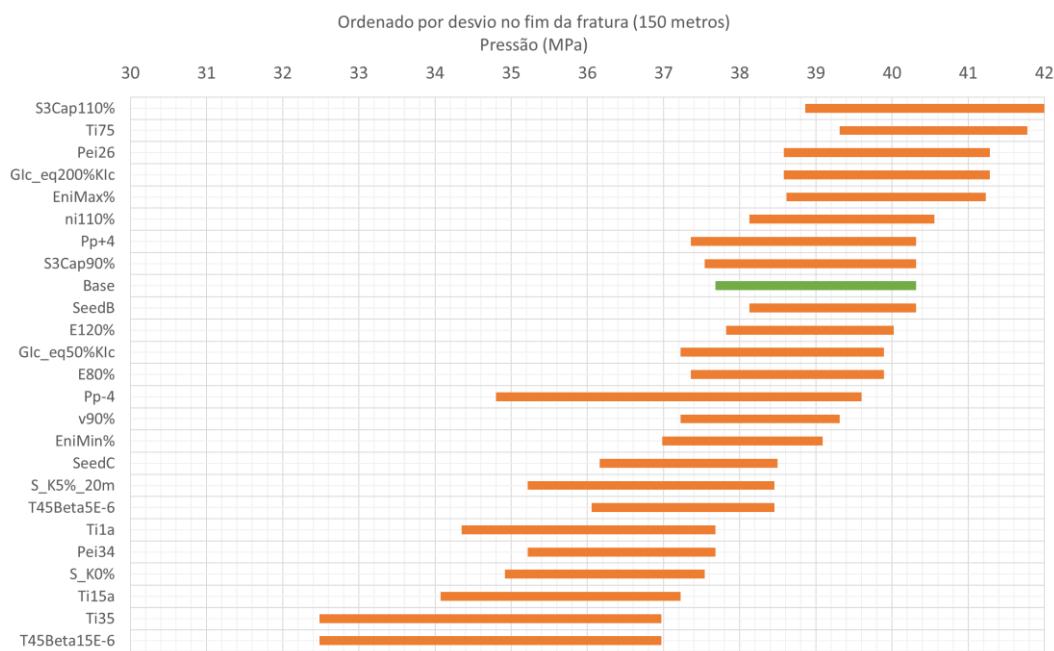


Figura 4.29 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelas pressões na fratura em que a fratura hidráulica avança 150 metros na rocha capeadora.

As propriedades que exercem maior influência no início da propagação da fratura na rocha capeadora são aquelas ligadas principalmente a alterações de tensões da rocha reservatório e alterações no grau de difusão da água no reservatório, que têm como efeito secundário alterações no estado de tensões do reservatório.

Ao contrário da análise das pressões de início da propagação da fratura hidráulica, não há uma tendência clara de um conjunto de propriedades específico que mais influencia a propagação da fratura hidráulica quando se analisa a pressão em que a fratura alcança a altura de 150 metros. Alterações no estado de tensões da rocha capeadora, no aquecimento das rochas, na diminuição da pressão estática do reservatório e nas propriedades mecânicas das rochas apresentaram maior influência no avanço final da fratura no modelo.

Entretanto, a influência das alterações de propriedades no sentido de aumentar a pressão necessária para a fratura atingir os 150 metros do modelo mostrou-se menos relevante que a influência das alterações nas propriedades no sentido de diminuir a pressão requerida para a fratura começar a se propagar na rocha capeadora.

Analizando a Figura 4.30, onde os casos são ordenados de acordo com o intervalo de pressão entre o início da propagação da fratura na rocha capeadora até ela atingir 150 metros, observa-se que o *range* de pressão entre os casos não apresenta variações significativas. Como já foi visto nos subitens anteriores, o gradiente

de pressão de propagação da fratura é muito parecido entre os casos. A exceção é para os casos em que há diminuição do estado de tensões no reservatório.

De forma geral, analisando o efeito da variação das propriedades individualmente, a menor e a maior pressões na fratura necessárias para o início do avanço na rocha capeadora são de 32,5 MPa e 39,3 MPa, respectivamente, e a menor e a maior pressões na fratura necessárias para atingir os 150 metros de altura são de 37,0 MPa e 42,0 MPa, respectivamente.



Figura 4.30 – Ranqueamento das simulações ordenadas pelo intervalo de pressão entre o início da propagação da fratura na rocha capeadora até ela atingir os 150 metros.

4.2.3.

Análise dos Principais Parâmetros em Conjunto

Para as análises de propriedades combinadas, utilizou-se como referência a ordenação de casos da Figura 4.28, já que ambos os critérios de classificação utilizados no subitem anterior (Figura 4.28 e Figura 4.29) mostraram ordenações praticamente contrárias entre si.

Inicialmente foram testadas as combinações de casos com potencial de diminuição de efeitos. Ou seja, baseado na Figura 4.28, os casos com menores pressões necessárias para iniciar a propagação da fratura na rocha capeadora foram combinados com os casos que necessitaram de maiores pressões para iniciar a propagação

da fratura na rocha capeadora. Foram feitos sorteios aleatórios de 12 novos casos (50% do número de casos iniciais). As combinações experimentadas estão apresentadas na Tabela 4.5.

Tabela 4.5 – Casos sorteados com tendência de diminuir os efeitos na contenção da fratura.

Casos com tendência de efeitos opostos		
SeedC	+	S3Cap110%
Ti35	+	EniMax%
S_K0%	+	Ti75
T45Beta15E-6	+	Pei26
Ti35	+	S3Cap110%
Glc_eq50%Klc	+	Ti75
T45Beta5E-6	+	EniMax%
Pp-4	+	S3Cap110%
E90%	+	S3Cap110%
T45Beta15E-6	+	SeedB
Ti35	+	Glc_eq200%Klc
Pp+4	+	ni110%

Posteriormente foram testadas combinações de casos com tendência de potencializar os seus efeitos na pressão de início de propagação da fratura, ou seja, combinação de casos que tendem a ter o início de propagação da fratura na rocha capeadora com pressões menores combinados aos casos que tendem a ter início de propagação da fratura na capeadora com pressões maiores. Na Tabela 4.6 estão listadas as combinações de casos sorteados com tendência de potencializar os efeitos na contenção da fratura, seja no sentido de diminuir a pressão necessária para a fratura alcançar os primeiros metros da capeadora, seja para aumentar a pressão, sempre tendo como referência o caso base.

Tabela 4.6 – Casos sorteados com tendência de potencializar os efeitos na contenção da fratura.

Casos com tendência de diminuir a pressão de início da propagação			Casos com tendência de aumentar a pressão de início da propagação		
Pp-4	+	Ti1a	Ti75	+	E110%
EniMin%	+	SeedC	SeedB	+	EniMax%
T45Beta5E-6	+	Ti35	Glc_eq200%Klc	+	S3Cap110%
Ti35	+	S_K5%_20m	SeedB	+	S3Cap110%
EniMin%	+	Pp+4	EniMax%	+	Glc_eq200%Klc
Ti15a	+	Glc_eq50%Klc	ni110%	+	Pei26

Analisando os valores mínimos e máximos do efeito das variações das propriedades combinadas, a menor e a maior pressões na fratura necessárias para o início do avanço na rocha capeadora são de 31,6 MPa e 40,3 MPa, respectivamente, e a menor e a maior pressões na fratura necessárias para se atingir 150 metros de altura são de 35,7 MPa e 42,7 MPa, respectivamente.

Nos projetos de injeção de água com propagação de fratura hidráulica, é desejável que as descontinuidades formadas pela injeção de água com altas pressões nos reservatórios permaneçam contidas nessas formações de interesse.

Nesse sentido, embora não seja um dos objetivos deste trabalho fazer análise de incertezas, é possível utilizar o histograma da Figura 4.31 como ferramenta de análise estatística dos casos estudados (variação de propriedades isoladas e combinadas), embasando a decisão em relação à pressão empregada nos poços injetores a fim de minimizar as chances do descontrole da contenção da fratura hidráulica. Nele consta de forma resumida, para os casos estudados até aqui, a frequência, normal e acumulada, das pressões na fratura requerida para ela alcançar os primeiros metros da rocha capeadora e para ela alcançar os 150 metros de altura na rocha selante.

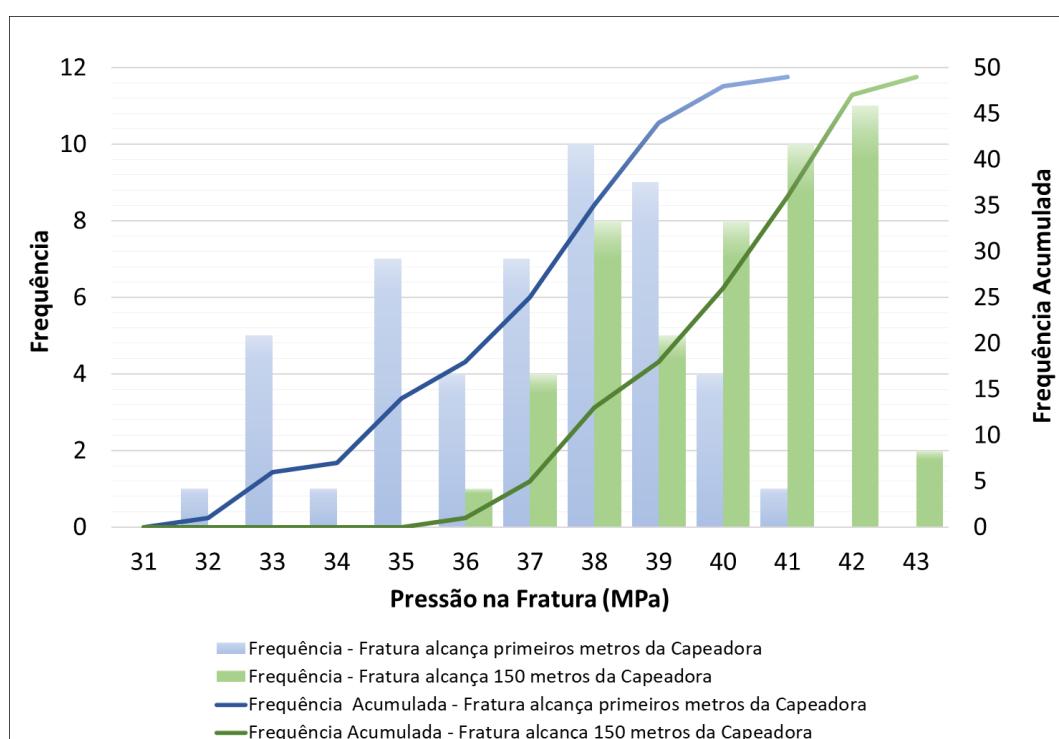


Figura 4.31 – Histograma da análise da contenção da fratura hidráulica dos casos estudados.

Como referência, de acordo com os estudos aqui apresentados, caso haja tolerância ao risco de a fratura alcançar os primeiros metros da rocha capeadora, a probabilidade dela alcançar essas formações com pressão na fratura de 33,0 MPa é de 12%. Caso a tolerância ao risco seja maior, e, com isso, seja permitido que a fratura alcance os 150 metros de profundidade, a probabilidade que isso ocorra na pressão de 37,0 MPa é de 10%.

5.

Conclusões e Recomendações

O entendimento do comportamento da fratura hidráulica formada pela injecção de água em campos de petróleo é de suma importância na prospecção de novos projetos de exploração de jazidas de petróleo e para o desenvolvimento de projetos já existentes. Neste trabalho, por meio de análises de sensibilidade, buscou-se entender a influência de diferentes propriedades, e variações em seus valores, na contenção do fraturamento hidráulico. A análise de sensibilidade foi conduzida em um primeiro momento analisando individualmente as diferentes propriedades que teoricamente influenciariam no problema da contenção da fratura. Em seguida, foram analisadas aos pares, combinações dos diferentes cenários anteriormente testados. A seguir, são apresentadas algumas conclusões acerca dos estudos aqui executados e algumas recomendações para trabalhos futuros.

5.1.

Conclusões

A partir dos resultados obtidos neste trabalho, foi possível chegar às seguintes conclusões:

- De acordo com os resultados dos casos de validação e a coerência dos resultados encontrados no estudo de caso, os resultados apresentados neste trabalho parecem estar coerentes, sugerindo que o simulador de elementos finitos aqui utilizado, que tem o método da Integral-J como critério de propagação de fratura hidráulica, pode ser empregado com credibilidade neste problema de contenção de fratura;
- O principal aspecto de controle da contenção da fratura hidráulica percebido com os experimentos realizados neste trabalho foi o estado de tensões, tanto da formação rochosa que atua como barreira quanto da formação rochosa em que a fratura se inicia. Muitos dos parâmetros estudados exercem influência nas tensões dessas rochas, o que faz com que haja mudanças em relação as estado de tensões iniciais, influenciando, portanto, a dilatação e a contensão da fratura no reservatório;

- O contraste de tensões mostrou ser uma característica importante para a contenção da fratura. Entretanto, o começo da fratura na rocha capeadora parece ser controlado principalmente pelas tensões do reservatório com progressiva tendência de controle pelas tensões na rocha capeadora a medida que a fratura avança nessa formação;
- Apesar do estado de tensões ser o fator preponderante na contenção da fratura, outras características da rocha e do processo de fraturamento hidráulico têm papel importante no comportamento da propagação da fratura. A pressão estática e a poropressão do reservatório, bem como as propriedades da rocha, mostraram ter papel importante no problema da contenção;
- O efeito poroelástico é um efeito importante para a contenção da fratura. Formações com efeitos poroelásticos maiores têm capacidade de conter a fratura mais facilmente;
- O dano à permeabilidade da formação mostrou ser um parâmetro de influência na contenção da fratura. De maneira extrema, quando o dano atua como barreira à entrada de fluido no reservatório, a pressão requerida para o fraturamento hidráulico da rocha capeadora tem queda significativa, sendo um fator de preocupação para contenção da fratura;
- A tolerância ao risco no grau de penetração da fratura verticalmente fora das rochas que se pretende, na indústria do petróleo é muito baixa. Isso porque esse tipo de evento está associado à falta de eficiência da injeção ou a casos de segurança operacional. Portanto, para a análise de sensibilidade conduzida neste trabalho, percebeu-se que as pressões de injeção para a contenção da fratura apresentaram variações muito grandes para baixo, mostrando que pode não ser seguro fazer uso da injeção com propagação de fratura. Por isso esse tipo de estudo é tão importante para a tomada de decisão.

5.2.

Sugestões para Desenvolvimentos Futuros

Neste trabalho foi feita a análise de sensibilidade adotando um cenário único (caso base). Posteriormente pode ser levado em consideração pelo menos mais dois cenários e, em cima desses, fazer uma análise de sensibilidade mais completa, finalizando então, com a análise de incerteza para uma resposta probabilística mais robusta quanto à pressão limite de injeção para a contenção da fratura. Para tal, seria necessário criar rotinas computacionais de modo a facilitar a modelagem dos diversos casos em que a alteração de um parâmetro influencia a variação de outros parâmetros.

Outro avanço pode ser feito na condução de análise de sensibilidade e de incerteza em modelos 3D, representando as heterogeneidades estruturais e de escoamento da região do entorno do poço injetor. Esses estudos trariam ganhos inestimáveis aos projetos beneficiários, prevendo com mais fidedignidade o comportamento das fraturas hidráulicas, o que poderia servir de insumo para decidir a forma mais eficaz de operar as vazões e pressões dos poços.

Além disso, num cenário mais desafiador, estudos conduzidos em modelos 3D com total acoplamento entre os balanços de massa, de momento e de energia permitiriam prever o comportamento de fraturas de forma ainda mais robusta.

A consideração de materiais com comportamento plástico pode ser um aspecto a ser inserido nos estudos propostos citados nesse item.

6.

Referências bibliográficas

ABOU-SAYED, A. S., CLIFTON, R. J. Evaluation of the Influence of In-Situ Reservoir Conditions on the Geometry of Hydraulic Fractures Using a 3D Simulator: Part 2-Case Studies. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, May 1984. 441-452.

ABOU-SAYED, A.S.; ZAKI, K.S.; WANG, G.G.; SARFAR, M.D. A Mechanistic Model for Formation Damage and Fracture Propagation During Water Injection. **SPE European Formation Damage Conference**, Sheveningen, The Netherlands, May 2005.

ADACHIA, J.; SIEBRITS, E.; PEIRCE, A.; DESROCHESD, J., Computer simulation of hydraulic fractures. **International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences** **44**, p. 739–757, 2007.

BEAR, J. **Dynamics of Fluids in Porous Media**. 1^a. ed. New York: Elsevier, 1972.

BEDRIKOVETSKY, P.; MARCHESEN, D. Well Impairment During Sea Produced Water Flooding: Treatment of Laboratory Data. **SPE Latin American and Caribbean Petroleum, SPE paper 69546**, Buenos Aires, 2001.

BIOT, M. A. General Theory of Three-Dimensional Consolidation. **Journal of Applied Physics**, v. 12, p. 155-164, February 1941.

BROEK, D. **Elementary engineering fracture mechanics**. The Hague: MARTINUS NIJHOFF PUBLISHERS, 1982.

CHANDLER, MICHAEL R.; MEREDITH, PHILIP G.; BRANTUT, NICOLAS; CRAWFORD, BRIAN R. Fracture toughness anisotropy in shale. **Journal of Geophysical Research: Solid Earth**, n. 121, p. 1706-1729, March 2016.

CHAVES, E. W. V. **Notes on Continuum Mechanics**. 1^a. ed. [S.l.]: Springer, 2013.

CHEN, Z.; HUAN, G.; MA, Y. **Computational Methods for Multiphase Flows in Porous Media.** [S.l.]: Society for Industrial and Applied Mathematics, 2006.

COLLINS, R. E. **Flow of Fluids Through Porous Materials.** [S.l.]: Penwell Publishing Company, 1961.

CRAIG, F. F. **The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.** Dallas: Society of Petroleum Engineers, 1971.

EEKELEN, H. A. M. V. Hydraulic Fracture Geometry: Fracture Containment in Layered Formations. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 22 (03), p. 341–349, June 1982.

EISNER, L.; FISCHER, T.; H, J. Detection of repeated hydraulic fracturing (out-of-zone growth) by microseismic monitoring. **The Leading Edge**, v. 25 (5), p. 548-554, May 2006.

FJAER, E.; HOLT, R. M.; HORSRUD, P.; RAAEN, A. M.; RISNES, R. **Petroleum Related Rock Mechanics.** 2nd Edition. ed. [S.l.]: Elsevier, 2008.

FONSECA, E. Emerging Technologies and the Future of Hydraulic Fracturing Design in Unconventional Gas and Tight Oil. **International Petroleum Technology Conference**, Doha, Qatar, January 2014.

FOSSEN, H. **Structural_geology.** New York: Cambridge, 2010.

GEERTSMA, J.; DE KLERK, F. A rapid method of predicting width and extent of hydraulically induced fractures. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, v. 21 (12), p. 1571-1581, December 1969.

GHASSEMI, A.; ZHOU, X. X.; RAWAL, C. A three-dimensional poroelastic analysis of rock failure around a hydraulic fracture. **Journal of Petroleum Science and Engineering**, v. 108, p. 118-127, August 2013.

GREEN, D. W.; WILLHITE, G. P. **Enhanced Oil Recovery.** Richardson: SPE Textbook Series, vol. 6, 1998.

HAGOORT, J.; WEATHERILL, B. D.; SETTARI, A. Modeling the Propagation of Waterflood-Induced Hydraulic Fractures. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 20 (04), p. 293–303, August 1980.

HURST, W. Establishment of the Skin Effect and Its Impediment to Fluid Flow into a Well Bore. **Pet. Eng. vol. 25**, p. B6-B16, 1953.

INGLIS, C. E. Stresses in Plates Due to the Presence of Cracks and Sharp Corners. **Transactions of the Institute of Naval Architects**, v. 55, p. 219-241, 1913.

IRWIN, G. R. Analysis of stresses and strains near the end of a crack traversing a plate. **Journal of Applied Mechanics**, v. 24, p. 361-364, 1957.

KIEWIET, M. C. D. N. **COMPORTAMENTO HIDROMECÂNICO DE ZONAS DE FALHA EM TRAVERTINO: Estudo Experimental e Numérico sobre o Impacto da Reativação Estrutural na Produção de Reservatórios**. Programa de Pós-Graduação em Geologia, Instituto de Geociências da Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Tese de Doutorado. Rio de Janeiro, p. 652. 2015.

MULDERS, F. M. M. **Modelling of stress development and fault slipin and around a producing gas reservoir**. Ph.D. Thesis. Tech. Univ.Delf, Netherlands. 2003.

NOIROT, J.C.; HOEK, P.J. VAN DEN; ZWARTS, D.; BJOERNDAL, H.P.; STEWART, G.; DRENTH, R.; AL-MASFRY, R.; WASSING, B.; SAEBY, J.; AL-MASROORI, M.; ZARAFI, A. Water Injection and Water Flooding Under Fracturing Conditions. **Paper presented at the Middle East Oil Show**, June 2003.

NORDGREN, R. P. Propagation of a Vertical Hydraulic Fracture. **Society of Petroleum engineers Journal**, v. 12 (04), p. 306-314, August 1972.

PAIVA, R.; BEDRIKOVETSKY, P.; FURTADO, C.; SIQUEIRA, A. G. A Comprehensive Model for Injectivity Decline Prediction during PWRI. **Society of Petroleum Engineers in 7th European Formation Damage Conference**, Scheveningen, The Netherlands, p. 923-938, 2007.

PANG, S.; SHARMA, M. M. A Model for Predicting Injectivity Decline in Water-Injection Wells. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition, SPE paper 28489**, p. 194-201, 1997.

PERKINS, T. K.; GONZALES, J. A. The Effect of Thermoelastic Stress in Injection Well Fracturing. **SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS JOURNAL, SPE paper 11332**, February 1985. 78-88.

PERKINS, T. K.; KERN, L. R. Widths of hydraulic fractures. **JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY**, v. 13 (09), p. 937-949, September 1961.

- RICE, J. R. Mathematical Analysis in the Mechanics of Fracture. In: _____ **Fracture: An Advanced Treatise.** New York: H. Liebowitz, v. 2, 1968. Cap. 3, p. 191-311.
- ROSA, A. J.; CARVALHO, R. D. S.; XAVIER, J. A. D. **Engenharia de Reservatório de Petróleo.** Rio de Janeiro: Interciênciac, 2006.
- SENSENY, P. E.; PFEIFLE, T. W. Fracture Toughness of Sandstones and Shales. **Rock Mechanics and Rock Engineering**, v. 53, p. 390-397, June 1984.
- SETTARI, A. Reservoir Compaction. **Journal of Petroleum Technology**, v. 54 (08), p. 62–69, August 2002.
- SETTARI, A.; WARREN, G. M. Simulation and field analysis of waterflood induced fracturing. **SPE/ISRM Rock Mechanics in Petroleum Engineering Conference**, Delft, Netherlands, August 1994. 435-445.
- SHARMA, MUKUL M.; PANG, SHUTONG; WENNBERG, K.E.; MORGENTHALER, L.N. Injectivity Decline in Water-Injection Wells: An Offshore Gulf of Mexico Case Study. **SPE Prod. & Facilities**, Vol. 15, p. 6-13, February 2000.
- SIBSON, R. H. Crustal stress, faulting and fluid flow. **Geological Magazine**, p. 69-84, 1994.
- SIMONSON, E. R.; ABOU-SAYED, A. S.; CLIFTON, R. J. Containment of Massive Hydraulic Fractures. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 18 (01), p. 27–32, February 1978.
- SMITH, M. B.; BALE, A. B.; BRITT, L. K.; KLEIN, H. H.; SIEBRITS, E.; DANG, X. Layered Modulus Effects on Fracture Propagation, Proppant Placement, and Fracture Modeling. **SPE Annual Technical Conference and Exhibition**, September 2001.
- SOOKPRASONG, P. A.; HURT, R. S.; GILL, C. C. Downhole Monitoring of Multiclusler, Multistage Horizontal Well Fracturing with Fiber Optic Distributed Acoustic Sensing (DAS) and Distributed Temperature Sensing (DTS). **International Petroleum Technology Conference**, December 2014.
- SOUSA JUNIOR, L. C. **Análise Geomecânica da Injeção de Fluidos em Subsuperfície.** Departamento de Engenharia Civil e Ambiental, Universidade de Brasília (UnB). Brasília, DF, p. 111 p. 2018.

- SPENCE, D. A.; SHARP, P. W. Self-similar solution for elastohydrodynamic cavity flow. **Proc. Royal Society of London**, p. 289–313, August 1985.
- TEUFEL, L. W.; CLARK, J. A. Hydraulic Fracture Propagation in Layered Rock: Experimental Studies of Fracture Containment. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 24 (01), p. 19-32, February 1984.
- VAN EVERDINGEN, A. F. The Skin Effect and Its Influence on the Productive Capacity of a Well. **Trans. AIME Vol. 198**, p. 171-176, 1953.
- VINSOME, P. K. W.; WESTERELD, J. A simple method for predicting cap and base rock heat losses in thermal reservoir simulators. **The Journal of Canadian Petroleum**, Montreal, CA, p. 87-90, 1980.
- WARPINSKI, N. R. Measurement of Width and Pressure in a Propagating Hydraulic Fracture. **Society of Petroleum Engineers Journal**, v. 25 (01), p. 46–54, February 1985.
- WARPINSKI, N. R. Elastic and Viscoelastic Calculations of Stresses in Sedimentary Basins. **SPE Formation Evaluation**, v. 4 (04), p. 522–530, December 1989.
- WARPINSKI, N. R.; SCHMIDT, R. A.; NORTHROP, D. A. In-Situ Stresses: The Predominant Influence on Hydraulic Fracture Containment. **Journal of Petroleum Technology**, v. 34 (03), p. 653-664, March 1982.
- WARREN, G. M.; SETTARI, A. Practical Aspects of Pressure Induced Waterflood Fracturing. **46th Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM**, Banff - Alberta, 1995.
- WEELS, A. A. Unstable crack propagation in metals - Cleavage and fast fracture. **Crack Propagation Symposium**, Cranfield, UK, 1961. 210–230.
- WILKES, J. O. **Fluid Mechanics for Chemical Engineers**. 3rd. ed. [S.l.]: Prentice Hall, 2018.
- WONG, T. F.; BRACE, W. F. Thermal Expansion of Rocks: Some Measurements at High Pressure. **Tectonophysics, Vol. 57, Issues 2-4**, Amsterdam, p. 95-117, 1979.
- YEW, C. H.; WENG, X. **Mechanics of Hydraulic Fracturing**. 2^a. ed. [S.l.]: Gulf Professional Publishing, 2015.

ZHANG, Y.; GARTRELL, A. Coupled deformation and fluid flow modelling of simple fault systems and implications on hydrocarbon preservation potential. **42nd US Rock Mechanics Symposium**, San Francisco, TX, 2008.

ZOBACK, M. D. **Reservoir Geomechanics**. New York: Cambridge University Press, 2007.